



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

**DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA
INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ELECTRÓNICA INDUSTRIAL**

PROYECTO FIN DE CARRERA

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO TEMPORAL DE LOS
PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS DE TRES TECNOLOGÍAS DIFERENTES**

AUTOR: David Menéndez Díaz

TUTOR: Vicente Salas Merino

Noviembre, 2011



Pagina dejada en blanco intencionadamente



Título: Análisis del comportamiento temporal de los parámetros característicos de módulos fotovoltaicos de tres tecnologías diferentes

Autor: David Menéndez Díaz

Director: Vicente Salas Merino

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día ____ de ____ de 2011 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de _____

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



Pagina dejada en blanco intencionadamente



Agradecimientos

A mi tutor Vicente Salas, por su gran ayuda en la recopilación de datos y la organización del proyecto, sin la cual no habría sido posible llevarlo a cabo.

A mi familia, en especial a mis padres y mi hermano, que sin ellos no hubiera tenido la oportunidad de estudiar esta carrera.



Pagina dejada en blanco intencionadamente



OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objetivo la parametrización de las curvas de características de una instalación de estudio de módulos fotovoltaicos. El proyecto tiene como finalidad obtener unos valores característicos, como son el coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito, el coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto y el coeficiente de temperatura de potencia máxima de cada uno de los cuatro tipos de módulos fotovoltaicos que estudiaremos. También realizaremos un estudio del comportamiento de la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto y de la potencia máxima con respecto de la irradiancia para una temperatura constante. En dicho estudio está incluido la comparación y discusión del comportamiento de cada uno de los módulos fotovoltaico que estudiaremos.

Dicha instalación, de la cual hemos obtenidos los datos para el estudio de los módulos fotovoltaicos, se encuentra en la Universidad Carlos III de Madrid, en el término municipal de Leganés, provincia de Madrid, ubicada en la azotea del edificio Betancourt.

Las mediciones del estudio realizado se pueden extrapolar a cualquier otro lugar en la que las condiciones meteorológicas sean similares.

La memoria técnica se ha redactado de manera que cumpla con las normativas de aplicación, la relación de estas han sido incluidas en el apartado de normativas. Se adjuntan los cálculos justificativos.



Índice general

| | |
|--|----|
| Agradecimientos..... | 5 |
| Objetivos del proyecto | 7 |
| Índice | 8 |
| 1. Introducción | 17 |
| 1.1. Introducción | 17 |
| 1.2. Situación fotovoltaica en España | 20 |
| 1.3. Situación fotovoltaica en el mundo | 26 |
| 2. Sistemas Fotovoltaicos | 28 |
| 2.1. Sistema fotovoltaico aislado o autónomo | 28 |
| 2.1.1. Módulos fotovoltaicos | 30 |
| 2.1.2. Regulador de carga o de tensión | 30 |
| 2.1.3. Banco de baterías o acumulador de carga..... | 31 |
| 2.1.4. Inversor o adaptador de energía..... | 32 |
| 2.2. Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica | 33 |
| 2.2.1. Módulos fotovoltaicos | 34 |
| 2.2.2. Inversor o adaptador de energía..... | 34 |
| 2.2.3. Dispositivo de intercambio | 35 |
| 2.2.4. Contador de energía | 35 |
| 2.3. Sistema fotovoltaico híbrido | 35 |



| | |
|--|----|
| 3. Generador fotovoltaico: tecnologías de células fotovoltaicas..... | 36 |
| 3.1. Célula fotovoltaica..... | 36 |
| 3.1.1. Cómo funcionan las células fotovoltaicas..... | 39 |
| 3.1.2. Radiación solar | 41 |
| 3.1.3. Generación de la radiación solar..... | 41 |
| 3.1.4. Tecnologías de las células fotovoltaicas | 42 |
| 3.1.4.1. Células cristalinas de silicio..... | 42 |
| 3.1.4.2. Células de película delgada..... | 43 |
| 3.1.4.3. Células mutiunión..... | 46 |
| 3.2. Módulo fotovoltaico..... | 49 |
| 3.2.1. Estructura del módulo fotovoltaico | 49 |
| 3.2.2. Parámetros característicos de un generador fotovoltaico | 51 |
| 3.2.3. Factores que afectan a los módulos fotovoltaicos..... | 55 |
| 4. Instalación fotovoltaica | 57 |
| 4.1. Instrumentación de la instalación | 59 |
| 4.1.1. Sensores de medida | 59 |
| 4.1.2. Sistemas de medida | 61 |
| 4.2. Elementos adicionales..... | 62 |
| 5. Resultados experimentales | 65 |
| 5.1. Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito | 74 |
| 5.1.1. Módulo A..... | 74 |
| 5.1.2. Módulo B..... | 75 |
| 5.1.3. Módulo C..... | 75 |
| 5.1.4. Módulo D..... | 76 |
| 5.1.5. Discusión de datos | 77 |



| | |
|--|-----|
| 5.2. Coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto | 79 |
| 5.2.1. Módulo A..... | 79 |
| 5.2.2. Módulo B..... | 80 |
| 5.2.3. Módulo C..... | 80 |
| 5.2.4. Módulo D..... | 81 |
| 5.2.5. Discusión de datos | 82 |
| 5.3. Coeficiente de temperatura de potencia máxima | 84 |
| 5.3.1. Módulo A..... | 84 |
| 5.3.2. Módulo B..... | 85 |
| 5.3.3. Módulo C..... | 85 |
| 5.3.4. Módulo D..... | 86 |
| 5.3.5. Discusión de datos | 87 |
| 5.4. Relación de la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante | 89 |
| 5.4.1. Módulo A..... | 89 |
| 5.4.2. Módulo B..... | 90 |
| 5.4.3. Módulo C..... | 90 |
| 5.4.4. Módulo D..... | 91 |
| 5.4.5. Discusión de datos | 92 |
| 5.5. Relación de la tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante | 94 |
| 5.5.1. Módulo A..... | 94 |
| 5.5.2. Módulo B..... | 95 |
| 5.5.3. Módulo C..... | 95 |
| 5.5.4. Módulo D..... | 96 |
| 5.5.5. Discusión de datos | 97 |
| 5.6. Relación de la potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante..... | 99 |
| 5.6.1. Módulo A..... | 99 |
| 5.6.2. Módulo B..... | 100 |



| | |
|--|-----|
| 5.6.3. Módulo C | 100 |
| 5.6.4. Módulo D..... | 101 |
| 5.6.5. Discusión de datos | 102 |
| | |
| 6. Conclusiones y trabajos futuros | 104 |
| | |
| 6.1. Conclusiones..... | 104 |
| 6.2. Trabajos futuros | 105 |
| | |
| 7. Referencias | 106 |
| | |
| 8. Anexos | 108 |
| | |
| 8.1. Normativa..... | 108 |
| 8.2. Hojas de características..... | 117 |



Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1.2.1. Radiación calorífica de España (I) | 20 |
| Figura 1.2.2. Radiación calorífica de España (II) | 20 |
| Figura 1.2.3. Potencia fotovoltaica por comunidad autónoma..... | 23 |
| Figura 1.2.4. Potencia instalada por provincias..... | 23 |
| Figura 1.2.5. Energía en España | 25 |
| Figura 1.2.6. Evolución energías renovables | 25 |
| Figura 1.2.7. Tipología parque fotovoltaico español | 26 |
| Figura 1.3.1. Crecimiento en el mundo por países..... | 27 |
| Figura 2.1.1. Sistema fotovoltaico aislado con carga CC | 29 |
| Figura 2.1.2. Sistema fotovoltaico asilado con carga AC..... | 29 |
| Figura 2.1.1.1. Módulos fotovoltaicos | 30 |
| Figura 2.1.4. Tipos de inversores | 33 |
| Figura 2.2.1. Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica | 34 |
| Figura 3.1. Tipos de conexiones en células solares: 1) Serie; 2) Paralelo; 3) Mixta..... | 38 |
| Figura 3.1.1. Capas de los semiconductores..... | 40 |
| Figura 3.1.4. Tipos de tecnologías | 42 |
| Figura 3.1.4.1.1. Panel fotovoltaico | 43 |
| Figura 3.1.4.1.2. Célula Híbrido | 44 |
| Figura 3.1.4.2. Célula orgánica..... | 47 |
| Figura 3.1.4.3. Reparto del mercado por tecnologías | 48 |
| Figura 3.2.1. Estructura del módulo fotovoltaico..... | 49 |
| Figura 3.2.2. Curva característica | 51 |
| Figura 4.1. Instalación fotovoltaica..... | 57 |



| | |
|--|----|
| Figura 4.2.1.1. Piranómetro | 60 |
| Figura 4.2.1.2. Pirheliómetro (I)..... | 60 |
| Figura 4.2.1.3. Pirheliómetro (II)..... | 60 |
| Figuro 4.2.1.4. Veleta..... | 61 |
| Figura 4.2.1.5. Anemómetro..... | 61 |
| Figura 4.2.2.1. Trazador de curvas..... | 62 |
| Figura 5.1. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A ampliada | 66 |
| Figura 5.2. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A ampliada | 66 |
| Figura 5.3. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A ampliada | 67 |
| Figura 5.4. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B ampliada..... | 68 |
| Figura 5.5. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A ampliada | 68 |
| Figura 5.6. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B ampliada..... | 69 |
| Figura 5.7. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C ampliada..... | 70 |
| Figura 5.8. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C ampliada..... | 70 |
| Figura 5.9. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D ampliada | 71 |
| Figura 5.10. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D ampliada | 72 |
| Figura 5.11. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D ampliada | 72 |
| Figura 5.12. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D ampliada | 73 |



| | |
|--|----|
| Figura 5.1.1. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A..... | 74 |
| Figura 5.1.2. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B..... | 75 |
| Figura 5.1.3. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C..... | 76 |
| Figura 5.1.4. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D..... | 76 |
| Figura 5.1.5. Comparativa de todos los módulos de la corriente de cortocircuito en función de la temperatura..... | 78 |
| Figura 5.2.1. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A..... | 79 |
| Figura 5.2.2. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B..... | 80 |
| Figura 5.2.3. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C..... | 81 |
| Figura 5.2.4. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D..... | 81 |
| Figura 5.2.5. Comparativa de todos los módulos de la tensión de circuito abierto en función de la temperatura..... | 83 |
| Figura 5.3.1. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A..... | 84 |
| Figura 5.3.2. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B..... | 85 |
| Figura 5.3.3. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C..... | 86 |
| Figura 5.3.4. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D..... | 86 |
| Figura 5.3.5. Comparativa de todos los módulos de la potencia máxima en función de la temperatura..... | 88 |



| | |
|--|-----|
| Figura 5.4.1. Corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico A | 89 |
| Figura 5.4.2. Corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico B | 90 |
| Figura 5.4.3. Corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico C..... | 91 |
| Figura 5.4.4. Corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico D | 91 |
| Figura 5.4.5. Comparativa de todos los módulos de la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante | 93 |
| Figura 5.5.1. Tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico A | 94 |
| Figura 5.5.2. Tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico B | 95 |
| Figura 5.5.3. Tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico C..... | 96 |
| Figura 5.5.4. Tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico D | 96 |
| Figura 5.5.5. Comparativa de todos los módulos de la tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante | 98 |
| Figura 5.6.1. Potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico A..... | 99 |
| Figura 5.6.2. Potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico B | 100 |
| Figura 5.6.3. Potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico C | 101 |
| Figura 5.6.4. Potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico D..... | 101 |
| Figura 5.6.5. Comparación de todos los módulos de la potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico D | 103 |



Índice de tablas

| | |
|---|-----|
| Tabla 1.2.1. Superficie usada en la fotovoltaica en España | 21 |
| Tabla 1.2.2. Potencia fotovoltaica por habitante y país | 22 |
| Tabla 1.2.3. Energía producida y vendida por comunidad | 24 |
| Tabla 4.1. Principales características de los módulos fotovoltaicos de estudio | 58 |
| Tabla 5.1. Parámetros principales de modulo fotovoltaico A | 66 |
| Tabla 5.2. Parámetros principales de modulo fotovoltaico B | 67 |
| Tabla 5.3. Parámetros principales de modulo fotovoltaico C | 69 |
| Tabla 5.4. Parámetros principales de modulo fotovoltaico B | 71 |
| Tabla 5.1.5. Coeficientes de temperatura de la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaico..... | 78 |
| Tabla 5.2.5. Coeficientes de temperatura de la tensión de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos | 83 |
| Tabla 5.3.5. Coeficientes de temperatura de la potencia máxima los módulos fotovoltaicos | 88 |
| Tabla 5.4.5. Variaciones de la corriente de cortocircuito respecto a la irradiancia para temperatura constante | 93 |
| Tabla 5.5.5. Variaciones de la tensión de circuito abierto respecto a la irradiancia para temperatura constante | 98 |
| Tabla 5.6.5. Variaciones de la potencia máxima respecto a la irradiancia para temperatura constante | 103 |



INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

La disponibilidad de energía en el mundo se ha convertido en un problema crucial, dado que la gran mayoría de los países tanto los en vías de desarrollo como los industrializados, se ven afectados por las crecientes demandas requeridas para satisfacer sus metas económicas y sociales. A partir de los últimos años, se ha reconocido como inevitables que la oferta de energía debe sufrir una transición desde su actual dependencia de los hidrocarburos hacia aplicaciones energéticas más diversificadas, lo que implica el aprovechamiento de la variedad de fuentes de energía renovables que se disponen.

El Sol es una fuente inagotable de recursos para el hombre. Provee una energía limpia, abundante y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre y puede por lo tanto, liberarlo de los problemas ambientales generados por los combustibles convencionales, como el petróleo, y de otras alternativas energéticas, como las centrales nucleares.

Los problemas técnicos que se plantean para el aprovechamiento de la energía solar son los siguientes:

- Gran dispersión de la energía solar sobre la superficie de la tierra.
- Carácter incontrolable y variable en el tiempo de la intensidad de radiación solar.

Se llama fuente de energía renovable a aquella que, administrada en forma adecuada, puede explotarse ilimitadamente, es decir, su cantidad disponible, en la Tierra, no disminuye a medida que se aprovecha. Para tener un esquema de desarrollo sustentable es indispensable que la mayoría de los recursos, y particularmente la energía, sean del tipo renovable. La principal fuente de energía renovable es el Sol, que envía a la Tierra únicamente energía radiante, que no es más que, luz visible, radiación infrarroja y algo de ultravioleta. Sin embargo, en la atmósfera esta energía proveniente del Sol se convierte en una variedad de efectos, algunos de los cuales



tienen importancia como recurso energético, tal es el caso de la energía eólica, la energía de la biomasa, la diferencia de temperaturas oceánicas y la energía de las olas que a continuación se describirán en forma breve: [1]

- **Energía Solar:**

La energía solar, como recurso energético terrestre, está constituida simplemente por la porción de la luz que emite el Sol y que es interceptada por la Tierra. España es un país con alta incidencia de energía solar en la gran mayoría de su territorio. Dentro de la energía Solar se distinguen tres tipos:

- **Energía solar Directa:** Una de las aplicaciones de la energía solar es directamente como la luz solar, por ejemplo, para la iluminación de recintos. Otra aplicación directa, muy común, es el secado de ropa y algunos productos en procesos de producción con tecnología simple.
- **Energía Solar Térmica:** Se denomina térmica a la energía solar cuyo aprovechamiento se logra por medio del calentamiento de algún medio. La climatización de viviendas, calefacción, refrigeración, secado, etc., son aplicaciones térmicas.
- **Energía Solar Fotovoltaica:** Se llama fotovoltaica a la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz en un potencial eléctrico, sin que tenga lugar un efecto térmico. Este proyecto se centra en este tipo de aprovechamiento de la energía solar.

- **Energía Eólica:**

La energía eólica es la energía que se extrae del viento. Las aplicaciones más comunes son: transporte (veleros), generación eléctrica y bombeo de agua. La energía eólica es derivada de la energía solar, porque una parte de los movimientos del aire atmosférico se debe al calentamiento causado por el Sol.

- **Energía de la Biomasa:**

La forma más antigua de aprovechamiento de la energía solar, inventada por la naturaleza misma, es la fotosíntesis. Mediante este mecanismo las plantas elaboran su propio alimento y el de otros seres vivos en las cadenas alimenticias. Pero también



mediante fotosíntesis se obtienen otros productos, como la madera, que tienen muchas aplicaciones, además de su valor energético. A partir de la fotosíntesis puede utilizarse la energía solar para producir sustancias con alto contenido energético.

- **Diferencia de Temperatura Oceánica (OTEC):**

Se ha propuesto utilizar la diferencia de temperatura que existe entre la superficie del océano, unos 20°C o más en las zonas tropicales, y la correspondiente a unas decenas de metros debajo de la superficie, cercana a 0°C, para proporcionar los flujos de calor que impulsan un ciclo termodinámico y pueden producir otras formas de energía.

- **Energía de las Olas:**

También se ha propuesto aprovechar, en ciertos lugares privilegiados, el vaivén de las olas de mar para generar energía eléctrica. Las olas son, a su vez, producidas por el efecto del viento sobre el agua. Por tanto, también es una forma derivada de la energía solar.

- **Energía Hidráulica:**

La energía hidráulica es la que se obtiene a partir de caídas de agua, artificiales o naturales. Típicamente se construyen presas en los lugares con una combinación de gasto anual de agua y condiciones orográficas adecuadas. Estrictamente, también ésta es una forma de energía derivada de la energía solar, porque el Sol provee la fuerza impulsora del ciclo hidrológico. Sin embargo, tradicionalmente se ha considerado como una forma de energía aparte.

- **Energía de las Mareas:**

En algunas regiones costeras se dan unas mareas especialmente altas y bajas. EN estos lugares se ha propuesto construir grandes represas costeras que permitirían generar energía eléctrica con grandes volúmenes de agua aunque con pequeñas diferencias de altura. Es como la energía hidráulica, pero su origen es la atracción gravitacional del Sol y principalmente de la Luna, en vez del ciclo hidrológico.

1.2. SITUACIÓN FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

En España la energía solar es muy abundante cuya calidad es muy buena, con zonas en las cuales podemos observar en los gráficos. A continuación mostrare a través de un grafico calorífica en el mapa político de España (Figura 1.2.1. y Figura 1.2.2.).

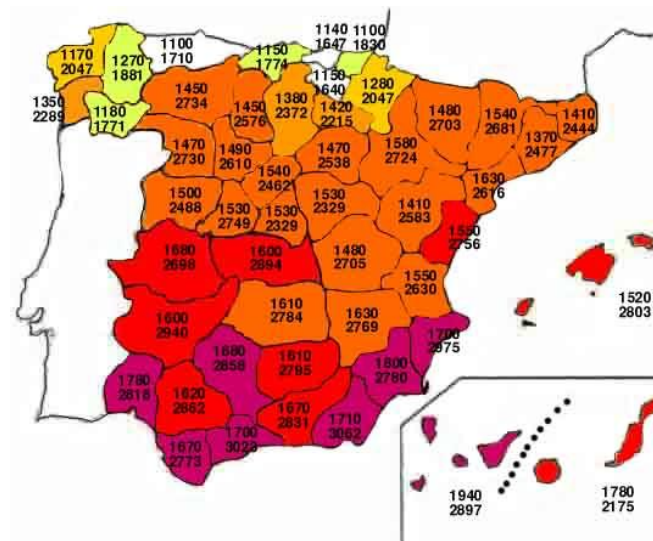


Figura 1.2.1. Radiación calorífica de España (I)

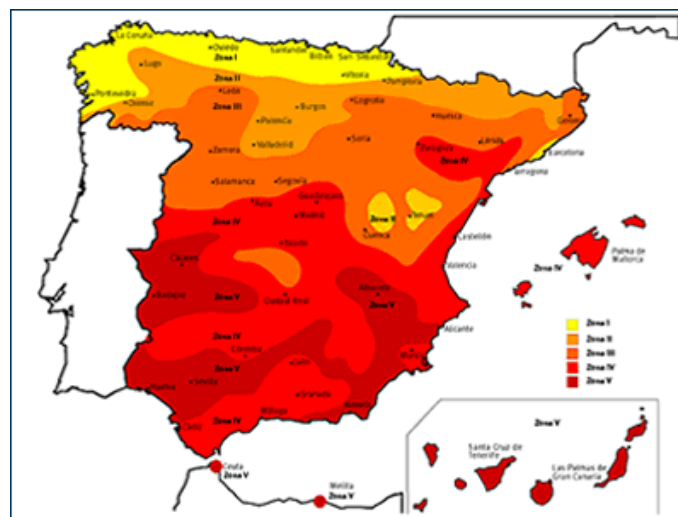


Figura 1.2.2. Radiación calorífica de España (II)



En la siguiente tabla se puede observar el aumento, en cuanto a metros cuadrados se refiere, de la superficie usada para la fotovoltaica en España (Tabla 1.2.1.).

Tabla 1.2.1. Superficie usada en la fotovoltaica en España

| COMUNIDAD AUTÓNOMA | SITUACIÓN Año 2004 (m ²) | OBJETIVO PLAFER AL 2010 (m ²) |
|----------------------|--------------------------------------|---|
| ANDALUCÍA | 213.239 | 998.846 |
| ARAGÓN | 6.686 | 88.360 |
| ASTURIAS | 9.022 | 42.370 |
| BALEARES | 78.362 | 545.940 |
| CANARIAS | 95.731 | 612.135 |
| CANTABRIA | 1.501 | 21.696 |
| CASTILLA Y LEÓN | 34.646 | 265.177 |
| CASTILLA-LA MANCHA | 7.845 | 297.767 |
| CATALUÑA | 82.358 | 558.570 |
| EXTREMADURA | 3.310 | 170.055 |
| GALICIA | 8.911 | 44.448 |
| MADRID | 56.204 | 338.709 |
| MURCIA | 19.321 | 142.769 |
| NAVARRA | 12.473 | 83.200 |
| LA RIOJA | 204 | 20.856 |
| COMUNIDAD VALENCIANA | 58.199 | 483.746 |
| PAÍS VASCO | 4.849 | 126.248 |
| TOTAL | 700.433 m² | 4.840.892 m² |

En el año 2008 España se convirtió en el primer mercado de fotovoltaica del mundo con 2.661 MW instalados, superando a Alemania, que era hasta ese momento el mayor productor de energías renovables en el mundo. Además España hoy en día es

el país que tiene más potencia fotovoltaica instalada por habitante con 75,19 W/habitante (Tabla 1.2.2.). [2]

Las conclusiones que se obtengan de este estudio serán interesantes para conocer las posibilidades de aplicación de esta energía renovable en el futuro.

Tabla 1.2.2. Potencia fotovoltaica por habitante y país

| POTENCIA FOTOVOLTAICA POR HABITANTE | |
|-------------------------------------|-------------|
| | W/habitante |
| España | 75,19 |
| Alemania | 65,08 |
| Luxemburgo | 50,46 |
| Bélgica | 6,67 |
| Portugal | 6,40 |
| Italia | 5,33 |

Fuente: EurObserv'er.

Dentro de la geografía de España, Castilla la Mancha es la comunidad que más potencia fotovoltaica produce y Asturias la que menos. Se aprecia que las provincias situadas geográficamente más al sur de España producen mucha más energía solar que las del norte, quizás debido a que la irradiancia es mayor en el sur y por tanto se animan más a contar con la energía solar como método alternativo (Figura 1.2.3.).

No obstante hay que matizar que históricamente el reparto de instalaciones solares no tenían nada que ver con la cantidad de irradiancia del terreno, sino por las ayudas financieras y subvenciones para el desarrollo e instalación de la tecnología prestadas por los gobiernos regionales, razón por la que Navarra cuenta con bastante potencia fotovoltaica y no se caracteriza por una gran cantidad de irradiancia en sus terrenos.

Actualmente esta situación ya no es así y las comunidades con mayor terreno e irradiación son las que más potencia fotovoltaica acogen, con la única discrepancia de

Canarias de que no produzca más, ya que dispone de extensos terrenos y altos valores de irradiancia.

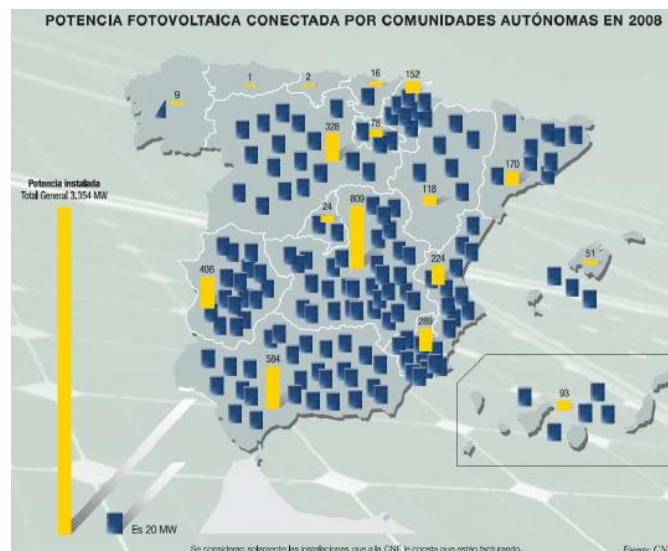


Figura 1.2.3: Potencia fotovoltaica por comunidad autónoma.

Si se compara por provincias (Figura 1.2.4.) en vez de por comunidades, Murcia y Albacete son las provincias que más potencia tienen instalada, debido a su gran disposición de terrenos y una alta irradiancia incidente en sus terrenos, y Ceuta y Melilla la que menos.



Figura 1.2.4. Potencia instalada por provincias

La mayoría de las comunidades venden una parte de la energía producida en ellas (Tabla 1.2.3.) al sistema eléctrico, ya que les es más rentable que utilizarlas para su propia comunidad, en el caso de Madrid prácticamente toda la que produce es vendida a otra comunidad.

Tabla 1.2.3. Energía producida y vendida por comunidad

| SISTEMA | COMUNIDAD AUTÓNOMA | ENERGÍA VENDIDA (GWh) | POTENCIA INSTALADA (MW) |
|---------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|
| PENINSULAR | ANDALUCÍA | 359 | 584 |
| | ARAGÓN | 62 | 118 |
| | ASTURIAS | 0 | 1 |
| | CANTABRIA | 1 | 2 |
| | CASTILLA-LA MANCHA | 682 | 809 |
| | CASTILLA Y LEÓN | 257 | 328 |
| | CATALUÑA | 118 | 170 |
| | CEUTA Y MELILLA | 0 | 0 |
| | COMUNIDAD VALENCIANA | 175 | 224 |
| | EXTREMADURA | 313 | 406 |
| | GALICIA | 6 | 9 |
| | LA RIOJA | 30 | 78 |
| | MADRID | 24 | 24 |
| | MURCIA | 222 | 289 |
| | NAVARRA | 140 | 152 |
| | PAÍS VASCO | 11 | 16 |
| INSULAR | BALEARES | 28 | 51 |
| | CANARIAS | 63 | 93 |
| Total General | | 2.492 | 3.354 |

Fuente: CNE.

En la Figura 1.2.5. se observa que la energía solar actualmente solo supone un 1% de la demanda energética nacional, siendo una minoría en las energías renovables, en donde la energía eólica es la más utilizada. Pero cabe destacar que las energías renovables suponen un 27% de la energía consumida en España y que irá en aumento, sobre todo gracias a la energía solar que está creciendo rápidamente en el número de instalaciones tal como se observa en la Figura 1.2.6., siendo la que más crece dentro de las energías renovables.

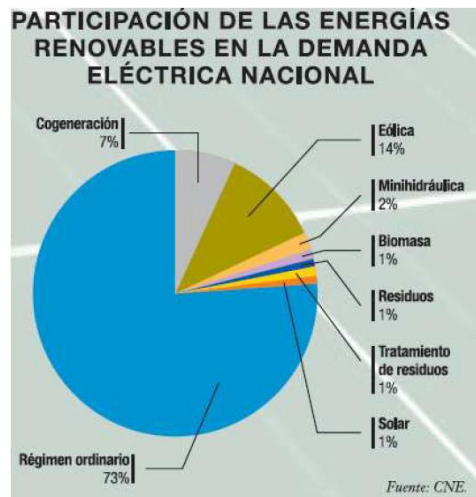


Figura 1.2.5. Energía en España



Figura 1.2.6. Evolución energías renovables

Por último se debe definir la tipología del parque fotovoltaico español que se puede observar en la Figura 1.2.7. en donde la mayoría son producciones de más de 5 MW que se ubican en el suelo con tecnología de silicio monocristalino mayoritariamente y con estructura de ejes.

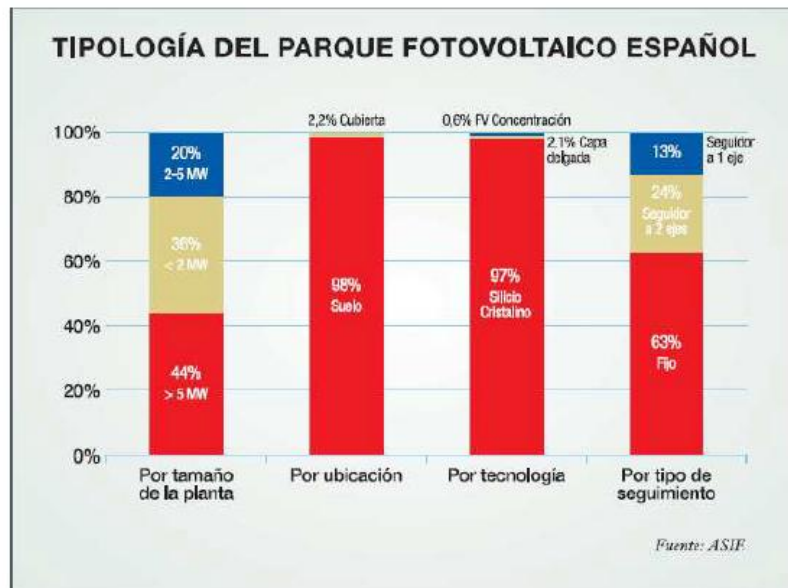


Figura 1.2.7. Tipología parque fotovoltaico español

Debido a todos estos datos, España se supone que va a seguir evolucionando favorablemente en la industria de la energía fotovoltaica, ya que se han creado muchas empresas dedicadas a ello y cada vez los gobiernos y las personas apuestan más por ella, siendo posiblemente la energía del futuro. Se ha producido un cambio importante en el desarrollo fotovoltaico en España con la aprobación del RE 436/2004 cuya repercusión se ha notado en muchos aspectos.

1.3. SITUACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

La producción de módulos fotovoltaicos sigue estando dominada por las células de silicio cristalino las cuales presentan “una madurez tecnológica total en nuestros días” como indica el informe de la Fundación COTEC. La producción española es toda ella de silicio cristalino. Los generadores fotovoltaicos fabricados el año pasado supusieron un incremento respecto al año anterior (en el 2003 se produjeron 750 MW) del 60%.

Sin duda uno de los países que más ha crecido en cuanto a la generación de energía eléctrica con módulos fotovoltaicos es Alemania como podemos ver en el siguiente grafico (Figura 1.3.1.).

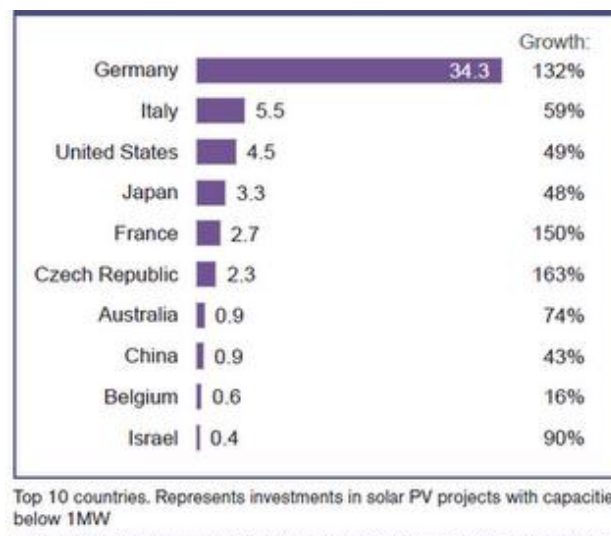


Figura 1.3.1. Crecimiento en el mundo por países

El silicio es el elemento, tras el Oxígeno más abundante y distribuido de nuestro planeta, pero no se encuentra aislado, ni puro, si no combinado con oxígeno, por ejemplo en la cuarcita- con un 90% de óxido de silicio (SiO_2), y de la que se debe extraer el oxígeno y las impurezas para obtener en una primera etapa, el silicio de grado metalúrgico con pureza del orden del 90%.



2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible transformándola en utilizable como energía eléctrica. Un sistema fotovoltaico es un conjunto de componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos que nos servirán para transformar la energía solar en energía eléctrica. Para cada aplicación o necesidad tendremos un sistema diferente, con componentes diferentes. La estructura física de un sistema fotovoltaico puede ser muy diferente, pero normalmente se pueden distinguir tres elementos fundamentales: el campo fotovoltaico, sistema de acondicionamiento de la potencia y el sistema de adquisición de datos. A continuación se explican los tipos de sistemas fotovoltaicos, así como los componentes que lo forman en cada tipo.

2.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO O AUTÓNOMOS (SFA)

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a la red, y para los que sería muy difícil conectarlos debido a su posición poco accesible (a partir de 3 kilómetros de la red eléctrica podría resultar conveniente instalar un sistema fotovoltaico para alimentar una vivienda).

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche.

Durante la fase de insolación es, necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula. Una configuración de este tipo implica

que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación. En este sistema fotovoltaico podemos optar por usar baterías o no usarlas, dependerá de nuestras necesidades. Los sistemas fotovoltaicos autónomos suelen estar constituidos por los siguientes elementos: generador, acumulador y carga.

Dependiendo del tipo de carga a la que se le conecte la instalación se puede distinguir dos tipos (Figura 2.1.1. y Figura 2.1.2.): [8]

- Carga CC: La carga se alimenta con corriente continua.



Figura 2.1.1. Sistema fotovoltaico aislado con carga CC

- Carga AC: La carga se alimenta con corriente alterna.

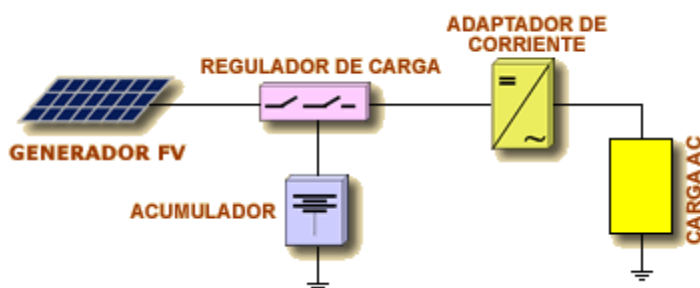


Figura 2.1.2. Sistema fotovoltaico aislado con carga AC

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son: módulos fotovoltaicos, reguladores de carga o de tensión, acumuladores de energía y/o inversores. [5]

2.1.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos también llamados colectores fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (Figura 2.1.1.1.).



Figura 2.1.1.1. Módulos fotovoltaicos

2.1.2. REGULADOR DE CARGA O DE TENSIÓN

El regulador de carga es el dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas profundas.

Durante la noche el voltaje de salida de los módulos fotovoltaicos es nulo. Al amanecer, atardecer o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los módulos no pueden cargar las baterías. En este último caso el control de carga cumple un rol pasivo, aislando el banco de acumulación del bloque de generación, evitando su descarga. Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los módulos supera al del banco de baterías y el proceso de carga se reanuda. Es entonces cuando el control de carga tiene un rol activo, evitando una gasificación excesiva del electrolito. La misión del regulador es contrarrestar la inestabilidad de la fuente primaria. Funciona como un servomecanismo, en el que se compara el valor deseado en la carga con uno de referencia de la fuente primaria y las debidas a la carga.



El regulador de tensión controla constantemente el estado de carga de las baterías y regula la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil. También debe tener la capacidad de generar alarmas en función del estado de dicha carga. Los reguladores actuales introducen microcontroladores para la correcta gestión de un sistema fotovoltaico.

Existen dos tipos de reguladores de carga: los lineales y los conmutados:

- Reguladores lineales:
 - Operan con corriente continua a la entrada.
 - Equivalen a una resistencia con valor de ajuste automático.
 - Basan su funcionamiento en la caída de tensión en elementos disipativos.
 - Tienen un bajo rendimiento.
- Reguladores conmutados:
 - Incorporan un conmutador que interrumpe la corriente en la fuente primera a intervalos de duración variable.
 - Tienen un rendimiento elevado.

2.1.3. BANCO DE BATERÍAS O ACUMULADOR DE ENERGÍA

Es el dispositivo que permite el almacenamiento de energía eléctrica, mediante la transformación reversible de energía eléctrica en energía química. Almacena la energía de los módulos para los momentos en que no hay sol, o para los momentos en que las características de la energía proporcionada por los módulos no es suficiente o adecuada para satisfacer la demanda (falta de potencia al atardecer, amanecer o días nublados).

La naturaleza de la radiación solar es variable a lo largo del día y del año, la batería es el elemento que solventa este problema ofreciendo una disponibilidad de energía de manera uniforme durante todo el año.



2.1.4. INVERSOR O ADAPTADOR DE CORRIENTE

Sirve para convertir la energía eléctrica de corriente continua producida en los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna monofásica para poder inyectarla a cada una de las fases de la red de suministro eléctrico. La tensión generada por el inversor es sinodal y se obtiene mediante la técnica de modulación de ancho de pulsos, y un microcontrolador determina el tipo de onda que se genera. Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia de la característica tensión-corriente de los módulos fotovoltaicos, la situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles. [1]

Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión del bus CC del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente en la red, sí la potencia disponible en los módulos supera un valor umbral o mínimo.

Actualmente existen dos grandes grupos de inversores, tal y cómo muestra la Figura 2.1.4.: los autoconmutados y los conmutados de línea.

- Los inversores conmutados de línea usan interruptores basados en tiristores, que son dispositivos electrónicos de potencia que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.
- Los inversores autoconmutados usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET.

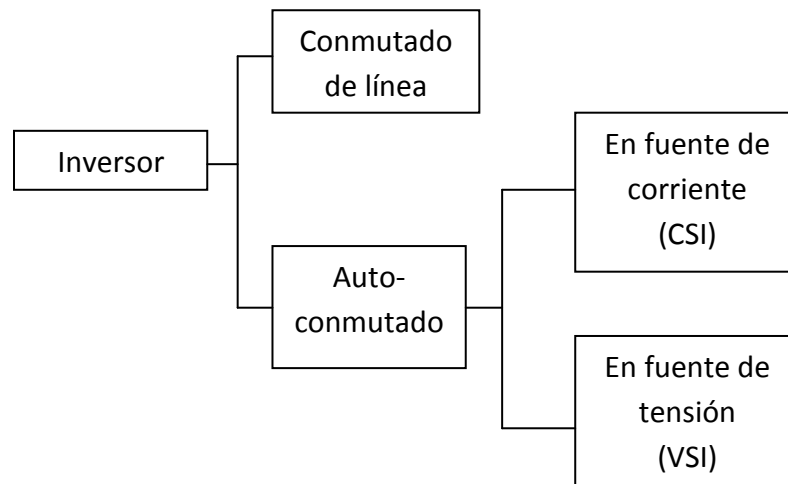


Figura 2.1.4. Tipos de inversores [1]

2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED (SFCR)

Los sistemas conectados a la red normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tienen posibilidad de alimentación alternativa.

La tarea de los sistemas conectados a red es, por tanto, la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía. En los sistemas conectados a la red es necesario conectar con los requisitos demandados por la compañía eléctrica.

Además, cuentan con elementos que no solamente protegen la instalación, sino que también regulan la forma y la cantidad en que se suministra la energía eléctrica a la red central. Debe garantizar una cantidad de tensión, un tipo de frecuencia y una calidad de onda. Suelen ocupar grandes extensiones de terreno y otra manera de referirse a este tipo de sistema fotovoltaico es huerta solar.

A continuación se puede observar un esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica (Figura 2.2.1.): [8]

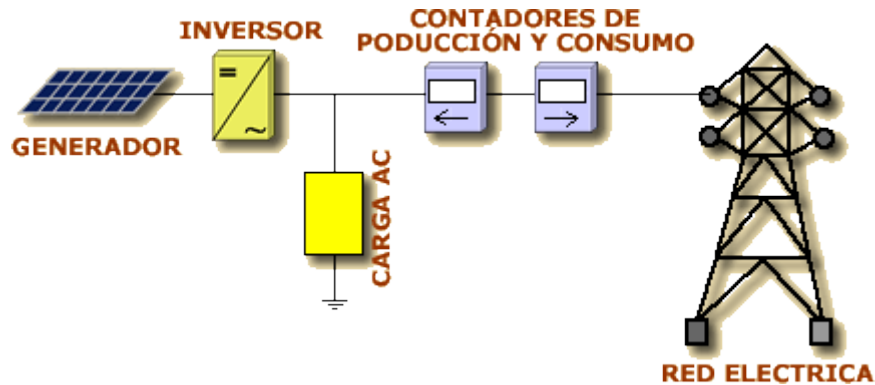


Figura 2.2.1. Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica

Los principales componentes que lo suelen formar son: módulos fotovoltaicos, dispositivo de intercambio con la red eléctrica, inversor para la conexión a red y un contador de energía bidireccional.

2.2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos también llamados colectores fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos.

2.2.2. INVERSOR

El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga. Es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (12V, 24V, 48V,...) en energía alterna (generalmente 220V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.



2.2.3. DISPOSITIVO DE INTERCAMBIO

El dispositivo de intercambio con la red sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.

2.2.4. CONTADOR DE ENERGÍA

El contador de energía mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

2.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO

Este tipo de sistema fotovoltaico, además de contar con placas fotovoltaicas para recoger energía, utiliza algún otro sistema para generar energía, es decir, usan otra tecnología auxiliar. Las otras tecnologías o formas de conseguir electrizar son la tecnología eólica o con grupos electrógenos.

Los sistemas híbridos fotovoltaica-eólica optimizan las mejores condiciones del viento y el sol, complementándose entre sí. Los días fríos y de viento, normalmente nublados, apenas permiten aprovechar la luz solar, mientras que son ideales para los aerogeneradores. Por su parte, los días de anticiclón suelen provocar cielos despejados con poco viento, y por tanto, más adecuados para las placas fotovoltaicas.



3. GENERADOR FOTOVOLTAICO: TECNOLOGÍAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Un conjunto de módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, forman lo que se denomina ramal. Más ramales conectados en paralelo, para obtener la potencia deseada, constituyen el generador fotovoltaico.

A continuación definiremos las partes de las que se compone un generador fotovoltaico. También se va a tratar cómo funcionan las células fotovoltaicas, así como la explicación breve de varios conceptos claves sobre la radiación solar y su generación. Se nombrarán y explicarán los tipos de tecnologías de células fotovoltaicas existentes. Y finalmente se expondrá la estructura de los módulos fotovoltaicos así como sus parámetros característicos que más tarde estudiaremos en los cálculos experimentales.

3.1. CÉLULA FOTOVOLTAICA

Una célula fotovoltaica, también llamada célula solar, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotovoltaico. [3] y [9]

Las células fotovoltaicas pueden estar conectadas en serie y en paralelo. Conectando en serie las células fotovoltaicas se aumenta la tensión que es capaz de suministrar el panel, mientras que si se conectan en paralelo lo que se aumenta es la corriente generada. De esta manera, mediante una conexión mixta (ramas en paralelo con células en serie), se puede elevar tanto la tensión como la corriente para adecuar los modelos a los requerimientos del sistema eléctrico al que se conectan.

En las siguientes ecuaciones (3.1., 3.2., 3.3., 3.4., 3.5., 3.6., 3.7. y 3.8.) se observan cómo se calculan las tensiones y corrientes resultantes de conectar células en serie y en paralelo dentro de un módulo fotovoltaico. Este concepto se puede



aplicar igualmente al cálculo de la tensión y corriente generadas por módulos conectados en serie y en paralelo dentro de un campo fotovoltaico.

- Conexión en serie de células fotovoltaicas:

$$U_T = \sum_{i=1}^{N_s} U_i \quad (3.1.)$$

$$I_T = I_i \quad (3.2.)$$

- Conexión de células fotovoltaicas en paralelo:

$$U_T = U_i \quad (3.3.)$$

$$I_T = \sum_{i=0}^{N_p} I_i \quad (3.4.)$$

Si todas las células fotovoltaicas son iguales las expresiones quedan de la siguiente manera:

- Conexión de células fotovoltaicas iguales en serie:

$$U_T = N_s \cdot U_i \quad (3.5.)$$

$$I_T = I_i \quad (3.6.)$$

- Conexión de células fotovoltaicas iguales en paralelo:

$$U_T = U_i \quad (3.7.)$$

$$I_T = N_p \cdot I_i \quad (3.8.)$$

En la siguiente figura (Figura 3.1.) se muestran los distintos tipos de conexión de las células en los módulos fotovoltaicos:

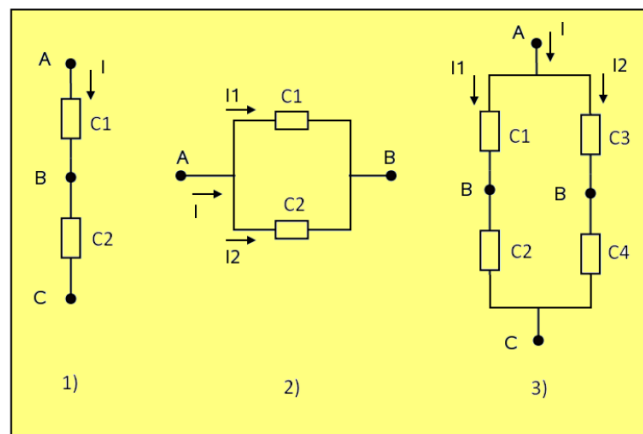


Figura 3.1. Tipos de conexiones en células solares: 1) Serie; 2) Paralelo; 3) Mixta

En este apartado vamos a explicar cómo funcionan las células fotovoltaicas, introduciendo una breve explicación de radiación solar y de cómo se genera, ya que este es un parámetro muy importante dentro de las células fotovoltaicas. Finalmente se expondrán los tipos de tecnologías de células fotovoltaicas que existen actualmente con su explicación de las mismas.



3.1.1. CÓMO FUNCIONAN LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas.

Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados, absorbidos o pueden pasar a su través. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad.

Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las partes más importantes de la célula fotovoltaica son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en otra (Figura 3.1.1.).

Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando se aumenta la energía. Desdichadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones.

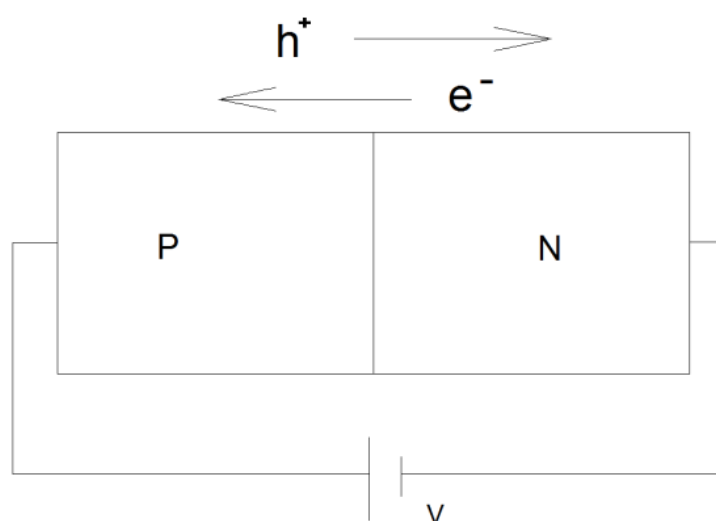


Figura 3.1.1. Capas de los semiconductores

Además de los semiconductores las células fotovoltaicas están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulado transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa anti refractiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

Las células fotovoltaicas convierten pues, la energía de la luz en energía eléctrica. El rendimiento de conversión es la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica; es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar fotovoltaica, una energía más competitiva con otras fuentes. Estas células conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico.

Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje (normalmente 12 o 24 V). La corriente producida depende del nivel de insolación. La estructura del módulo protege a las células del medio ambiente y son muy durables y fiables.



3.1.2. LA RADIACIÓN SOLAR

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. El sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde infrarrojo hasta ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la tierra. Su unidad es el W/m² (vatio x metro 2). [11]

3.1.3. GENERACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

El sol es la estrella más cercana a la tierra y está catalogada como una estrella enana amarilla. Sus regiones interiores son totalmente inaccesibles a la observación directa y es allí donde ocurren temperaturas de unos 20 millones de grados necesarios para producir las reacciones nucleares que se producen su energía. La capa más externa que es la que produce casi toda la radiación observada se llama fotosfera y tiene una temperatura de 6000 K. Tiene solo una anchura de entre 200 y 300 km. Por encima de ella está la cromosfera con una anchura de unos 15.000 Km. Más exterior aún es la corona solar una parte muy tenue y caliente que se extiende varios millones de kilómetros y que solo es visible durante los eclipses solares totales. [9]

La superficie de la fotosfera aparece conformada de un gran número de gránulos brillantes producidos por las células de convección. También aparecen fenómenos cíclicos que conforman la actividad solar como manchas solares, fáculas, protuberancias solares, etc. Estos procesos que tienen lugar a diferentes profundidades, van acompañados siempre de una emisión de energía que se superpone a la principal emisión de la fotosfera y que hace que el sol se aleje ligeramente en su emisión de energía del cuerpo negro a cortas longitudes de onda por la emisión de rayos X y a largas longitudes por los fenómenos nombrados, destacando que no es la emisión igual cuando el sol está en calma que activo. Además la cromosfera y corona absorben y emiten radiación que se superpone a la principal fuente que es la fotosfera.

3.1.4. TECNOLOGÍAS DE LAS CÉCULAS FOTOVOLTAICAS

Existen distintos tipos de tecnología de las células fotovoltaicas, las cuales se muestra en el gráfico siguiente, que más adelante explico detalladamente (Figura 3.1.4.). [12]

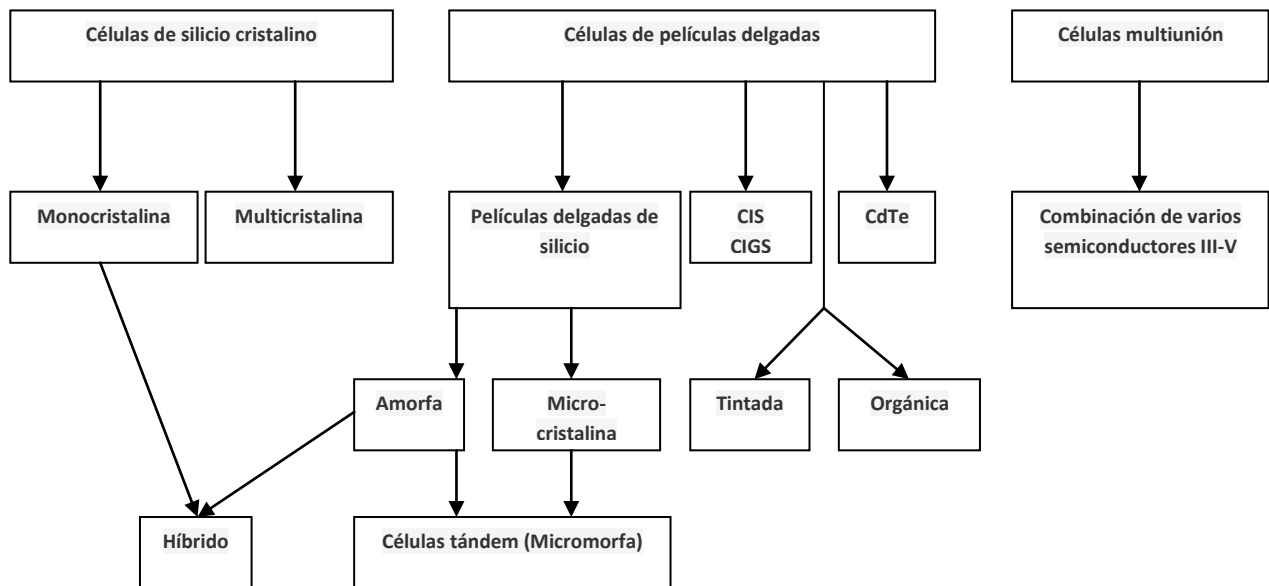


Figura 3.1.4. Tipos de tecnologías

3.1.4.1. CÉLULAS DE SILICIO CRISTALINO

Células fotovoltaicas de silicio cristalino: solo cristal y policristalino de silicio cristalino (c-Si) se ha utilizado como el semiconductor que absorbe la luz en la mayoría de las células solares, a pesar de que es un absorbente relativamente pobre de la luz y requiere un espesor considerable (varios cientos de micrones) de material. Sin embargo, el silicio cristalino (c-Si) ha demostrado ser conveniente porque los rendimientos estables células fotovoltaicas con una eficiencia buena (11-16%, la mitad a dos tercios del máximo teórico) y utiliza tecnología de proceso desarrollado a partir de la base de conocimiento amplio de la microelectrónica industria. Dos tipos de silicio cristalino se utilizan en la industria.

- **Monocristalina:** Al enfriarse, el silicio fundido se solidifica formando solo un único cristal de grandes dimensiones. Luego se corta el cristal en delgadas capas que dan lugar a las células. Estas células generalmente son un azul uniforme (Figura 3.1.4.1.1.).

- Ventajas:
 - Buen rendimiento de 14% al 16%.
 - Número de fabricantes elevado.
- Inconvenientes:
 - Coste elevado.



Figura 3.1.4.1.1. Panel fotovoltaico

- **Multicristalina:** Durante el enfriamiento de silicio en un molde se forman varios cristales. La fotocélula es de aspecto azulado, pero no es uniforme, se distinguen diferentes colores creados por los diferentes cristales.

- Ventajas:
 - Células cuadradas (con bordes redondeados en el caso de Si monocrystalino) que permite un mejor funcionamiento en un módulo.
 - Eficiencia de conversión óptima, alrededor de 100 Wp/m², pero un poco menor que en el monocrystalino.
 - Lingote más barato de producir que el monocrystalino.

- Inconveniente:

-Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja.

- **Híbrido:** El calor afecta la eficiencia de las celdas solares sobretodo en sistemas fotovoltaicos de concentración como este, por lo que generalmente se usan sistemas sumideros de calor. En este caso, el calor residual es aprovechado para calentar agua (Figura 3.1.4.1.2).



Figura 3.1.4.1.2. Célula Híbrido

3.1.4.2. CÉLULAS DE PELÍCULAS DELGADAS

- **Películas delgadas de silicio:** se obtienen tiras delgadas a partir del silicio fundido, también tienen una estructura policristalina. Estas células aún tienen menos eficiencia que las policristalinas, pero se ahorra más en el proceso de fabricación ya que no se desperdicia tanto material al no necesitar la solidificación en lingotes.

- **CIS/CIGS (Cobre, indio, galio y selenio):** La técnica consiste en calentar y depositar un material semiconductor que contiene cobre, galio, indio y selenio sobre un soporte, utilizando una técnica de evaporación al vacío llamado co-evaporación, que es costosa y lleva mucho tiempo.



Estas nuevas técnicas utilizan metales raros, como indio, cuya producción mundial es de 25 toneladas por año y el precio a fecha de abril del 2007 es de 1.000 dólares por kg; el telurio, cuya producción mundial es de 250 toneladas al año; el galio con una producción de 55 toneladas al año y el germanio con una producción de 90 toneladas al año. Aunque las cantidades de estas materias primas necesarias para la fabricación de células fotovoltaicas son infinitesimales, un desarrollo masivo de módulos fotovoltaicos debería tener en cuenta esta disponibilidad limitada.

- **CdTe (Telurio de Cadmio):** El telurio de cadmio es un compuesto cristalino formado por cadmio y telurio. Se utiliza como ventana óptica de infrarrojos y como material de célula solar. Por lo general se intercala con sulfuro de cadmio para formar una célula fotovoltaica de unión pn. La célula fotovoltaica de telurio de cadmio es una tecnología fotovoltaica que se basa en el uso de una película delgada de telurio de cadmio, una capa de semiconductor diseñada para absorber y convertir la luz solar en electricidad. Esta tecnología es más barata en comparación con el silicio cristalino.

El proceso además es mucho más limpio, porque se genera menos basura que con el sistema anterior. Sólo el dos por ciento de los materiales necesita ser reciclado. También hace un mejor uso de la materia prima, ya que el proceso convierte la energía solar en electricidad de forma más eficiente. El telurio de cadmio de los módulos fotovoltaicos requiere cien veces menos material semiconductor que los módulos de silicio. El único problema aquí es que el telurio de cadmio es altamente tóxico.

- **Amorfa:** El silicio durante su transformación, produce un gas que se proyecta sobre una lámina de vidrio. La celda es gris muy oscuro. Es la célula de las calculadoras y relojes llamados de solares. Estas células fueron las primeras en ser manufacturadas, ya que se podían emplear los mismos métodos de fabricación de diodos.

- **Ventajas:**

- Funciona con una luz difusa baja.
- Un poco menos costosa que otras tecnologías.
- Integración sobre soporte flexible o rígido.



- Inconvenientes:

- Rendimiento a pleno sol bajo, del 5% al 7%.
- Rendimiento decreciente con el tiempo (~7%).

- **Microcristalina:** Esta tecnología se basa en la utilización de películas delgadas de células microcristalinas.

- **Células tintadas:** Dichas células constan de un semiconductor, como el dióxido de titanio, cubierto por una capa de tinte. El tinte absorbe la energía de la luz solar, que produce los denominados “excitones”. Dichos paquetes de energía deben moverse a continuación hacia el semiconductor. Una vez allí, generan energía eléctrica.

- **Células orgánicas:** La tecnología de las células fotovoltaicas de polímeros es la más utilizada dentro de las células orgánicas (Figura 3.1.4.2.). Consiste en producir electricidad a partir de la luz con la ayuda de polímeros semiconductores. Se basan en macromoléculas orgánicas derivadas de la petroquímica, cuyos procesos de fabricación gastan mucha menos energía que la utilizada para las células basadas en semiconductores minerales. Su principal debilidad radica en su tiempo de vida limitado por la degradación de los polímeros cuando son expuestos a la luz del sol. Las células orgánicas, hoy en día, se encuentran en una situación experimental.

Hay varias ventajas a las que se apunta cuando se habla de orgánica: durabilidad, eficiencia y precio. Los materiales que utiliza son baratos y no están sometidos a posible escasez. Otra ventaja añadida frente a la fotovoltaica es que estas células no necesitan la incidencia directa del sol, como en el caso de la fotovoltaica - motivo por el cual se usan los seguidores solares, que encarecen la instalación. Las orgánicas son bastante insensibles al ángulo de llegada de la luz.



Figura 3.1.4.2. Célula orgánica

- **Células tandem (Micromorfa):** Apilamiento monolítico de dos células individuales. Mediante la combinación de dos células (capa delgada de silicio amorfo sobre silicio cristalino, por ejemplo) que absorben en el espectro al mismo tiempo se solapan, mejorando el rendimiento en comparación con las células individuales separadas, sean amorfas, cristalinas o microcristalinas.

- **Ventajas:**

- Alta sensibilidad en un amplio rango de longitudes de onda. Excelente rendimiento.

- **Desventaja:**

- El costo es alto debido a la superposición de dos células.

3.1.4.3. CÉLULAS MUTIUNIÓN

Estas células tienen una alta eficiencia y han sido desarrolladas para aplicaciones espaciales. Las células multiunión están compuestas de varias capas delgadas usando la epitaxia por haz molecular.

Una célula de triple unión, por ejemplo, se compone de semiconductores GaAs, Ge y GaInP2. Cada tipo de semiconductores se caracteriza por un máximo de longitud de onda más allá del cual no es capaz de convertir los fotones en energía eléctrica (ver banda prohibida). Por otro lado, por debajo de esta longitud de onda, el exceso de energía transportada por el fotón se pierde. De ahí el valor de la selección de materiales con longitudes de onda tan cerca el uno al otro como sea posible, de forma

que absorban la mayoría del espectro solar, generando un máximo de electricidad a partir del flujo solar.

- **Combinación de varios semiconductores III-V:** las celdas solares constituidas por materiales semiconductores III-V poseen alta eficiencia y resistencia al daño por radiación. Ejemplo de este tipo de dispositivos son las celdas solares multijuntura, las que están formadas por dos o más celdas de materiales con distinto banda de brecha de modo que cada uno absorbe una porción diferente del espectro solar. Cada celda, mirando desde la cara frontal hacia la posterior, posee menor banda de brecha que la precedente, diseño que permite que los fotones menos energéticos pasen a través de las celdas superiores y sean absorbidos por las celdas inferiores.

En la siguiente figura (Figura 3.1.4.3.) se puede observar la distribución de las distintas tecnologías fotovoltaicas en el mercado actual. La tecnología más vendida actualmente es la cristalina con una gran diferencia con respecto a las otras, siendo la tecnología de módulo más vendido el policristalino y el menos vendido el de capa fina CIS. El mayor aumento de ventas lo tiene el módulo de capa fina CdTe y el que más disminuye en sus ventas es el silicio monocristalino, ya que cada vez de apuesta más por los módulos de capa fina, aunque todavía quedan muchos años para que esta tecnología supere en ventas a la tecnología cristalina.

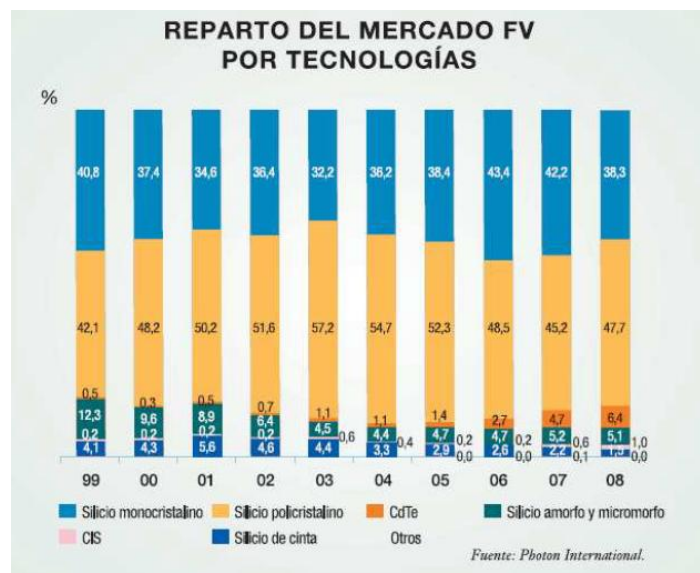


Figura 3.1.4.3. Reparto del mercado por tecnologías

3.2. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Las células fotovoltaicas constituyen un producto intermedio, son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y sin un soporte mecánico. Se ensamblan de la manera adecuada para formar una única estructura: el módulo fotovoltaico, que es una estructura sólida y manejable. El número de células de un módulo depende de la estructura cristalina del semiconductor usado. Este conjunto es encapsulado de forma que quede protegido de los agentes atmosféricos que puedan afectar cuando esté trabajando a la intemperie, dándole a su vez rigidez mecánica y aislándolo eléctricamente del exterior.

3.2.1. ESTRUCTURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

En la actualidad existe una amplia gama de aplicaciones fotovoltaicas existentes y por tanto diferentes tamaños y características. De forma general un módulo fotovoltaico presenta los siguientes elementos (Figura 3.2.1.): [3]

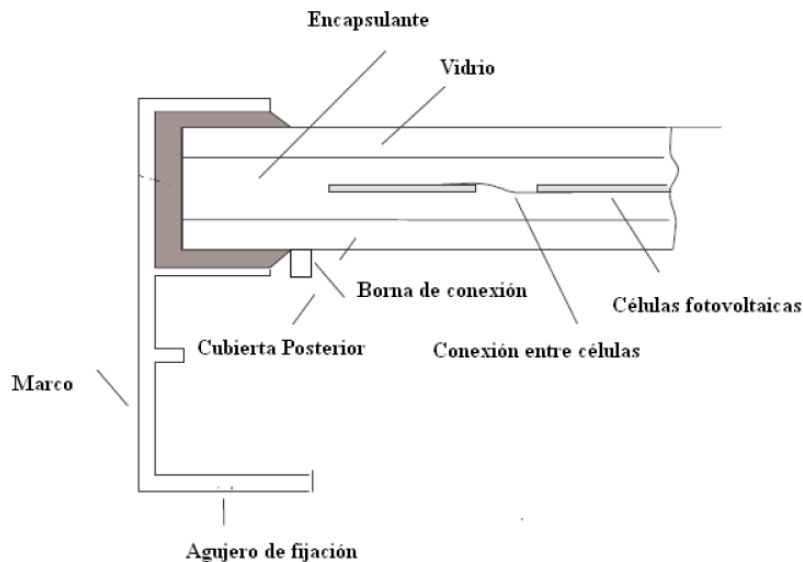


Figura 3.2.1. Estructura del módulo fotovoltaico [3]

- **Cubierta frontal o vidrio:** Se utiliza para dar rigidez y dureza mecánica al módulo fotovoltaico. Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que pueden ser aprovechadas por una célula fotovoltaica, y una baja



reflexión de la superficie frontal para aprovechar al máximo la energía solar incidente. El material debe ser impermeable al agua y tener una buena resistencia al impacto, debe ser estable a la exposición prolongada de rayos UV y contar con una baja resistividad térmica. Los materiales más utilizados para la cubierta frontal son los acrílicos, los polímeros y el cristal.

- **Encapsulante:** Se utiliza para dar adhesión entre las células fotovoltaicas, la superficie frontal y la posterior del módulo. Debe ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. El más utilizado es el EVA.

- **Cubierta posterior:** Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Normalmente se utiliza una película con Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque hay modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.

- **Células fotovoltaicas y sus conectores:** Las cintas de interconexión eléctrica suelen ser de aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores en paralelo para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula.

- **Marco:** Todo el conjunto, protegido con una junta de neopreno, va incrustado en un marco de aluminio normalmente adherido con silicona que le proporciona resistencia mecánica y está preparado para permitir la instalación y ensamblaje en cualquier estructura.

- **Borna de conexión:** Se suele incorporar una caja de conexiones externas normalmente adherida con silicona a la parte posterior, que cuenta con dos bornes de salida, positiva y negativa, para permitir el conexionado de los módulos. Ha de ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger.

3.2.2. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la curva característica corriente - tensión (V-I) (Figura 3.2.2.). La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas. El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará, vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

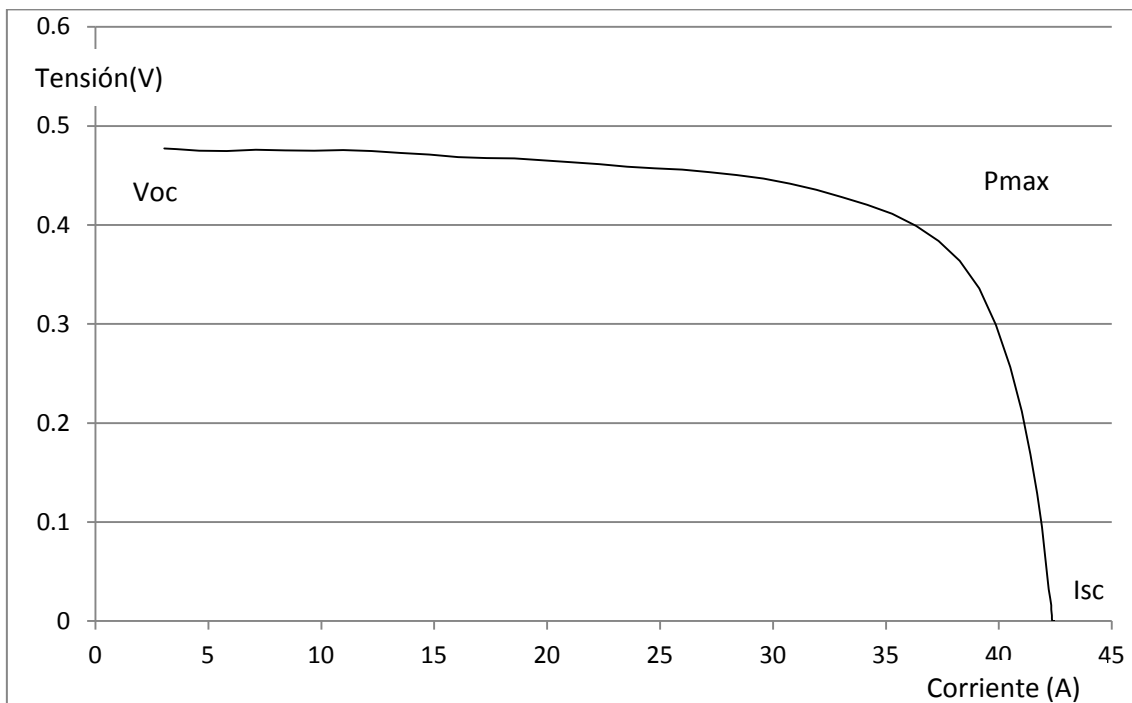


Figura 3.2.2. Curva característica

Los principales parámetros característicos corriente-tensión (I-V) del dispositivo fotovoltaico son:

- **Tensión de circuito abierto (Voc):** Es la diferencia de potencia en el diodo que se genera cuando el panel fotoeléctrico se encuentra expuesta a la luz solar. Tensión en el cual la corriente es igual a cero.



- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Es aquella en la que el aparato da fallo debido al cortocircuito, que corresponde a tensión igual a cero.

- **Potencia máxima (P_{max}):** Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente a un par máximo de corriente y voltaje.

- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}):** Es el valor de la corriente para la potencia máxima en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

- **Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mp}):** Es el valor del voltaje para la potencia máxima en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

A continuación se explicarán los tres coeficientes α , β y γ que representan la variación de los parámetros fundamentales de la curva característica V-I del generador fotovoltaico con la temperatura:

- **Coefficiente de temperatura de corriente (α) [%/ °C]:** El coeficiente de temperatura de corriente te permite calcular, a partir de valores de temperatura, el valor de I_{sc} en función de la temperatura de la célula.

- **Coefficiente de temperatura de tensión (β) [%/ °C]:** El coeficiente de temperatura de tensión te permite calcular, a partir de valores de temperatura, el valor de V_{oc} en función de la temperatura de la célula.

- **Coefficiente de temperatura de Potencia (γ) [%/ °C]:** El coeficiente de potencia permite calcular las pérdidas de potencia, en comparación con el valor obtenido anteriormente, pero con otro valor de temperatura distinto.



Este coeficiente de temperatura de potencia permite saber, de los módulos fotovoltaicos, la cantidad de energía (potencia) de salida que se disminuirá/aumentará a medida que se incrementa la temperatura.

Si el coeficiente de temperatura de potencia máxima para el panel es del -0,5% significa que perderá un 0,5% de su potencia de salida por cada grado de temperatura que se eleva por encima de 25 ° C.

Debido a que nuestros módulos fotovoltaicos son de silicio, el valor del coeficiente de temperatura de corriente será mayor que cero, lo que significa, que a medida que aumenta la temperatura en los módulos fotovoltaicos, la corriente será mayor. Por contrario los coeficientes de temperaturas de tensión y de potencia serán menores que cero, lo viene a significar, que a contrario que con el coeficiente de temperatura de corriente, a medida que aumenta la temperatura en los módulos fotovoltaicos, estos generarán tensiones y potencias menores.

Debido a que nuestros módulos fotovoltaicos son de silicio nos interesa que el coeficiente de temperatura de corriente sea cuanto mayor mejor, y por el contrario que los coeficientes de temperaturas de tensión y de potencia sean pequeños, ya que cuanto menor sean, las pérdidas serán menores en ese aumento de temperatura; todo si nuestro clima es cálido. Para poder comprender el análisis que se llevará a cabo en este proyecto, se debe entender cuáles son las propiedades que aparecen en una hoja característica típica de un fabricante de módulos fotovoltaicos.

- Características físicas o generales:
 - Dimensión del módulo.
 - Peso del módulo.
 - Tipo de célula, en donde se define su tecnología y las medidas de la célula.
 - Tipo de contactos.
 - Número de células en serie.
 - Número de células en paralelo.



- Tipo de laminado.
 - Material de la cara posterior.
 - Material de la cara frontal.
 - Material del marco.
 - Especificación de si posee toma de tierra o no.
 - Certificaciones.
 - Medidas de la caja de conexión.
 - Número de diodos de la caja de conexión.
 - Como está creado el terminal de conexión.
 - Medidas de los cables.
-
- Características eléctricas o comportamiento bajo condiciones estándar de funcionamiento: estos datos están tomados para 1000W/m^2 , 25°C célula.
 - Potencia máxima.
 - Corriente de máxima potencia.
 - Tensión de máxima potencia.
 - Corriente de cortocircuito.
 - Tensión de circuito abierto.
 - Máxima corriente.
 - Máxima tensión.
 - Máximo valor de fusible en serie.
 - Eficiencia.
 - Tolerancia de potencia.
-
- Valores característicos para la integración del sistema:
 - Tensión máxima permisible para en módulo.
 - Sobrecarga en corriente inversa.



- Máxima carga física admisible.
- Condiciones de operación.
- Resistencia al impacto.

En algunos módulos también se encuentran las características eléctricas durante condiciones de carga a 400 W/m^2 y 25°C célula.

En las hojas características también se puede encontrar un esquema del módulo con las dimensiones que componen la placa, y en algunos casos un esquema para la planificación del tejado si se van a usar varios módulos fotovoltaicos juntos. Suelen incorporar las garantías del producto y la potencia que garantiza la marca durante algunos años.

En algunos módulos se puede encontrar la curva característica I-V, o los parámetros de temperatura, α , β , y γ , datos muy importantes para un estudio exhaustivo pero sin embargo no es muy común su publicación en las hojas técnicas de los módulos.

3.2.3. FACTORES QUE AFECTAN A LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La curva característica corriente - tensión (I-V) del generador fotovoltaico se ve afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación, la temperatura y la distribución espectral de la luz. [6]

- **Efecto de la intensidad de iluminación (irradiancia):** En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia, como se observa en la siguiente ecuación (Ecuación 3.2.3.).



$$I_{sc}(G_2) = I_{sc}(G_1) * (G_2 / G_1) \quad (3.9.)$$

Donde $I_{sc}(G_2)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia de G_2 , e $I_{sc}(G_1)$ es la corriente para un nivel de irradiancia de G_1 .

La anterior ecuación es válida para variaciones de irradiancia a temperatura constante y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone despreciar los efectos que la temperatura tiene sobre la corriente de cortocircuito. Sin embargo se puede considerar como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de I_{sc} a diferentes irradiancias ya que el error que se comete es inferior al 0.5%.

- **Efecto de la temperatura:** La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{sc} , éste último muy ligeramente.

- **Efecto del contenido espectral de la luz:** Dependiendo de la hora de medida y la época del año, el espectro presenta pequeñas desviaciones respecto al espectro considerado estándar en la superficie terrestre. Si se realiza una media del espectro en el momento de tomar la característica I-V, puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el factor espectral, obtenido de la comparación del espectro estándar y el espectro en condiciones experimentales. Esta corrección suele ser muy pequeña y se utiliza cuando se requiere elevada precisión por tratarse de calibraciones de células o módulos fotovoltaicos.

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE ENSAYO

La instalación sobre la que se ha realizado el estudio se trata de un sistema fotovoltaico aislado o autónomo formado por cuatro módulos fotovoltaicos de distinta tecnología, uno monocristalino, dos policristalinos y uno híbrido, y regulador (Figura 4.1.). Ya que dicha instalación está destinada para la medida de datos a modo de estudio, no incorpora ni batería ni inversor. El emplazamiento de la instalación se encuentra en la Universidad Carlos III de Madrid, en el término municipal de Leganés, provincia de Madrid, ubicada concretamente en la azotea del edificio Betancourt.



Figura 4.1. Instalación fotovoltaica

Las características teóricas principales de dichos módulos se pueden apreciar en la siguiente tabla (Tabla 4.1.) obteniéndose los datos técnicos de las hojas proporcionadas por los fabricantes de cada placa, dichos datos han sido obtenidos bajo unas condiciones de irradiancia de 1000 W/m^2 y temperatura $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ de ambiente (se pueden observar dichos datos en el anexo 8.2. de las hojas características de cada módulo):



Tabla 4.1. Principales características de los módulos fotovoltaicos de estudio

| Módulo | Tecnología | Peso (Kg) | Isc (A) | Imp (A) | Voc (V) | Vmp (V) | Pmax (W) | Longitud (mm) | Anchura (mm) | Espesor (mm) |
|--------|----------------|-----------|---------|---------|---------|---------|----------|---------------|--------------|--------------|
| A | Monocristalina | 15,5 | 5,23 | 4,9 | 44,7 | 35,8 | 175 | 1580 | 808 | 35 |
| B | Policristalina | 20 | 7.96 | 7,44 | 37,2 | 29,84 | 222 | 1645 | 990 | 50 |
| C | Policristalina | 18,2 | 7,78 | 6,95 | 32,6 | 25,9 | 180 | 1571 | 951 | 41 |
| D | Híbrida | 15 | 3,65 | 3,33 | 66,4 | 54 | 180 | 1320 | 895 | 35 |

Todos los módulos tienen un rango de temperatura de funcionamiento de -40°C a 80°C, un marco de aluminio y un encapsulado EVA.

Algunas características especiales que presentan los módulos son:

- El módulo fotovoltaico A está compuesto por 72 células conectadas 6x12.
- El módulo fotovoltaico B está compuesto por 60 células que se agrupan en la gama de alta potencia.
- El módulo fotovoltaico C está compuesto por 108 células compuestas de cintas de células de silicio.

De la anterior tabla se deduce que los módulos monocristalinos y los policristalinos se parecen entre ellos en cuanto a órdenes de magnitud, por lo tanto las celdas cristalinas tienen un comportamiento similar en las mismas condiciones de trabajo. Los módulos policristalinos son más pesados y sus módulos son de mayor tamaño que los módulos monocristalinos e híbridos.



4.1. INSTRUMENTACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Dentro de la instrumentación de la instalación podemos distinguir los sensores de medida, el sistema de medida de datos y otros no tan importantes pero igual de dispensables.

4.1.1. SENSORES DE MEDIDA

Son los encargados de detectar las variaciones de nuestra instalación, ya sea la radiación, la fuerza y dirección del viento y la temperatura:

- **Piranómetro (solarímetro y actinómetro):** Un piranómetro es un instrumento meteorológico utilizado para medir de manera muy precisa la radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra. Se trata de un sensor diseñado para medir la densidad del flujo de radiación solar (vatios por metro cuadrado) en un campo de 180 grados.

Los piranómetros más idóneos para nuestro caso son los fotoeléctricos. En ellos, el principio de funcionamiento tiene como fundamento el efecto fotoeléctrico. La radiación incide sobre un fotodiodo que es capaz de diferenciar el espectro solar por la frecuencia de la onda electromagnética, y de ese modo, mediante la lectura de voltaje, conocer los datos de radiación.

Dada su naturaleza, en este tipo de piranómetros es posible adosar filtros de ciertas bandas del espectro solar, por medio de algún domo de vidrio impregnado con el filtro deseado.

En la instalación sobre la que se ha realizado el estudio, podemos encontrar dos piranómetros de la siguiente marca, realizando dicha función descrita: Kipp & Zonen Pyranometer CMP 11 (Figura 4.2.1.1.). [12]



Figura 4.2.1.1. Piranómetro

- **Pirheliómetro:** Es una herramienta utilizada para medir la intensidad de la radiación solar directa que llega al suelo con un ángulo muy específico, y sin someterse a la reflexión. Por lo general, consta de un tubo largo en el que en el extremo se coloca el sensor. El sensor es generalmente un cuerpo negro que absorbe toda la radiación solar que calienta este.

En la instalación sobre la que se ha realizado el estudio disponemos de un pirheliómetro para realizar la función de la medición de la radiación directa del sol en nuestros módulos fotovoltaicos (Figura 4.2.1.2. y Figura 4.2.1.3.).



Figura 4.2.1.2. Pirheliómetro (I)



Figura 4.2.1.3. Pirheliómetro (II)

- **Estación meteorológica (Sensor de velocidad y dirección del viento):**

- **Dirección del viento:** El instrumento para conocer la dirección de los vientos es la veleta que, con la ayuda de la rosa de los vientos, define la procedencia de los vientos, es decir, la dirección desde donde soplan (Figura 4.2.1.4.).



Figura 4.2.1.4. Veleta

- **Velocidad (Anemómetro):** El anemómetro es un aparato meteorológico que se usa para la predicción del tiempo y, específicamente, para medir la velocidad del viento (Figura 4.2.1.5.).



Figura 4.2.1.5. Anemómetro

- **Sensor de temperatura:** Este sensor se instala en la parte posterior de cada uno de los módulos fotovoltaicos, en el cual medimos la temperatura de este. La temperatura de los módulos fotovoltaicos es decisiva para su rendimiento, ya que el rendimiento baja en un 0.43 %/K en caso de aumento de la temperatura. Mediante el

control de la temperatura de las células fotovoltaicas se pueden obtener conclusiones acerca del comportamiento de la curva de rendimiento.

4.1.2. SISTEMA DE MEDIDA.

- **Trazador de curvas I-V para módulos fotovoltaicos:** Se ha usado el PVPM 2540C de 250V/40A de la marca comercial PVE (Figura 4.2.2.1.). Mediante un sensor conectado cerca del módulo que se desea estudiar, puede medir la irradiancia y la temperatura que pose dicho módulo en cada momento. Con estos datos es capaz de genera la curva característica de los módulos fotovoltaicos y dar información eléctrica de los mismos, guardando dichos datos en su memoria o volcándolos directamente al ordenador conectado a él. [13]



Figura 4.2.2.1. Trazador de curvas

4.2. ELEMENTOS ADICIONALES

Los módulos fotovoltaicos necesitan de la conexión de otros elementos importantes para su correcto funcionamiento, como son los siguientes: [4]

- **Diodos de paso:** Sirven para evitar problemas que pueda ocasionar una iluminación no uniforme, la presencia de sombras u otros factores que puedan hacer que una parte del generador fotovoltaico trabaje en distintas condiciones que el resto. Se colocan en paralelo en asociaciones de módulos fotovoltaicos en serie para impedir



que todos los elementos de la serie se descargue sobre una célula que resulte sombreada. El diodo se coloca con polaridad opuesta a la de las células de manera que si trabajan correctamente por el diodo no pase corriente, si un modulo resulta severamente sombreado se invertirá su polaridad y por tanto la polaridad del diodo cambiará, por lo que la corriente generada pasará por el resto de los módulos. La mayoría de los fabricantes incorporan los diodos de paso en tomas intermedias en las cajas de conexión de sus módulos. Estos diodos deben ser capaces de soportar los valores de corriente y voltaje que ocasionalmente pudieran circular por ellos sin elevar excesivamente su temperatura ni deteriorarse.

- **Cableado:** El tipo de cableado dependerá de las conexiones que va a realizar y su sección deberá asegurar que la caída de tensión en el generador, y entre este y el resto de los componentes del sistema no supere el 1% de la tensión nominal. Pero deben cumplir de forma general:

- Estar aislados de la intemperie y resistir la humedad.

- Los cables utilizados para interconexionar módulos deben ser resistentes a la luz solar.

- Los cables que vayan a ser enterrados deben ser colocados en una zanja de al menos 40 cm de profundidad y llevar un revestimiento de combustión lenta, resistente a la humedad, corrosión y formación fúngica.

- **Protección contra sobretensiones:** Son interruptores y fusibles que sirven para proteger a los equipos y a los seres vivos. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente en caso de una emergencia o para un mantenimiento programado. Los fusibles proporcionan protección contra sobrecorrientes en caso de un cortocircuito del sistema o de una falla eléctrica.

- **Conexión a tierra:** Todas las superficies eléctricas y el armazón del conjunto, que pudieran ser tocadas por seres vivos están conectadas a tierra y además se recomienda el uso de protecciones adicionales como varistores.



- **Estructura de soporte:** Sirve para proporcionar una buena resistencia a los agentes atmosféricos y disponer de una orientación e inclinación adecuadas para proporcionar el máximo de energía posible a lo largo de todo el año. Los materiales de los que son contruidos deben ser resistentes a la corrosión, empleándose comúnmente el aluminio anodizado o acero galvanizado en caliente. La placa fotovoltaica se fija a la estructura mediante unos tornillos de aluminio anodizado o acero inoxidable para evitar pares galvánicos y corrosiones. La inclinación de la estructura dependerá de los valores máximos de salida del campo fotovoltaico durante los peores meses del año que es cuando la radiación es más débil y se produce mucha menos energía. Algunas estructuras disponen de dos o tres posiciones para poder optimizar el rendimiento del módulo a lo largo del año. Estas estructuras se pueden colocar en diversos lugares dependiendo del espacio que se posee o del número de módulos fotovoltaicos que se van a colocar, de forma general las posibilidades son:

- En el suelo: Es fácilmente accesible y de montaje. Se coloca opuesto a la dirección principal del viento. Sus inconvenientes es que podría quedar enterrada o podría ser fracturada por personas o animales.
- En un poste: Es usual en pequeñas instalaciones como en una farola o un semáforo.
- En una pared: La principal ventaja es que no necesita espacio adicional, pero tiene un gran inconveniente que puede no tener una orientación adecuada o puede estar sometida a sombras parciales.
- En un tejado: Es de las más comunes ya que no se requiere ni espacio ni estructuras adicionales, pero tiene como inconveniente la posibilidad de encontrar sombras parciales o resultar difícil encontrar la posición adecuada.

EL instalación, sobre la que se ha realizado el estudio, tiene una estructura de soporte que se ha colocado en el suelo.



5. RESULTADOS EXPERIMENTALES.

Este estudio consiste en la parametrización de los tres coeficientes que representan la variación de los parámetros fundamentales de la curva característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura, que son la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión de cortocircuito (V_{sc}) y la potencia máxima (P_{max}). También se estudiará el comportamiento de los tres parámetros fundamentales, descritos antes, con respecto de la irradiancia para temperatura constante. Para ello se llevará a cabo la recogida de datos de los distintos módulos, que se ha ido realizando desde el año 2009 hasta el día de hoy, durante todos los días, durante las horas diurnas, con una frecuencia de 5 minutos entre cada toma de datos. Se han rechazado aquellos días en los que la curva de irradiancia no define una curva constante, es decir, que ha tenido picos, ya haya sido por la presencia de nubes o de otros fenómenos adversos. A continuación se realizará un filtro de los datos que no cumpla unas condiciones mínimas y máximas de irradiancia de entre $950\text{--}1050\text{ W/m}^2$. Para la segunda parte del proyecto, que es el estudio del comportamiento de los tres parámetros fundamentales con respecto de la irradiancia para temperatura constante se ha seguido los mismo pasos que en primer estudio, añadiéndole otro filtro para una temperatura de $50\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Previamente vamos a comparar los datos ofrecidos por el fabricante, obtenidos en las hojas de características ofrecidos por los mismos, para unas condiciones estándar de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ de temperatura ambiente e irradiancia 1000 W/m^2 , y los obtenidos en nuestra toma de datos, en forma de rangos, ya que van a variar de la temperatura, que los mostraremos en las siguientes tablas (Tabla 5.1., Tabla 5.2., Tabla 5.3. y Tabla 5.4.).

- **MÓDULO A**

En la siguiente tabla (Tabla 5.1.) se pueden observar que los datos de I_{sc} , V_{oc} y P_{max} ofrecidos por el fabricante están dentro de los rangos obtenidos experimentalmente de módulo fotovoltaico A, donde dichos rangos se ven en las figuras (Figura 5.1., Figura 5.2. y Figura 5.3.) que a continuación se muestra.

Tabla 5.1. Parámetros principales de modulo fotovoltaico A

| MODELO A | Fabricante (STC a 25°C) | Experimental (Rango) |
|--------------------|-------------------------|----------------------|
| Isc [A] | 5,23 | 4,75-5,45 |
| Voc [V] | 41,70 | 37,5-42,80 |
| Pmax (nominal) [W] | 155 | 130-161 |

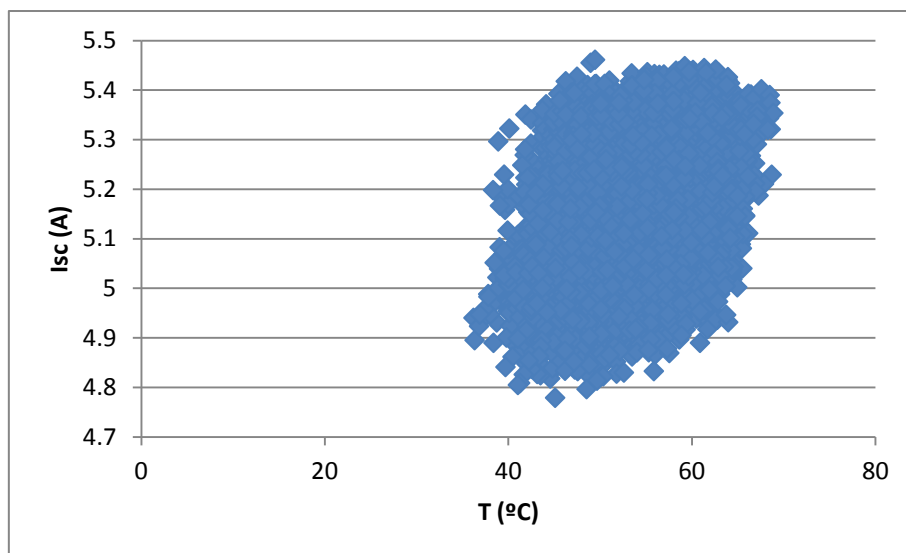


Figura 5.1. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A ampliada

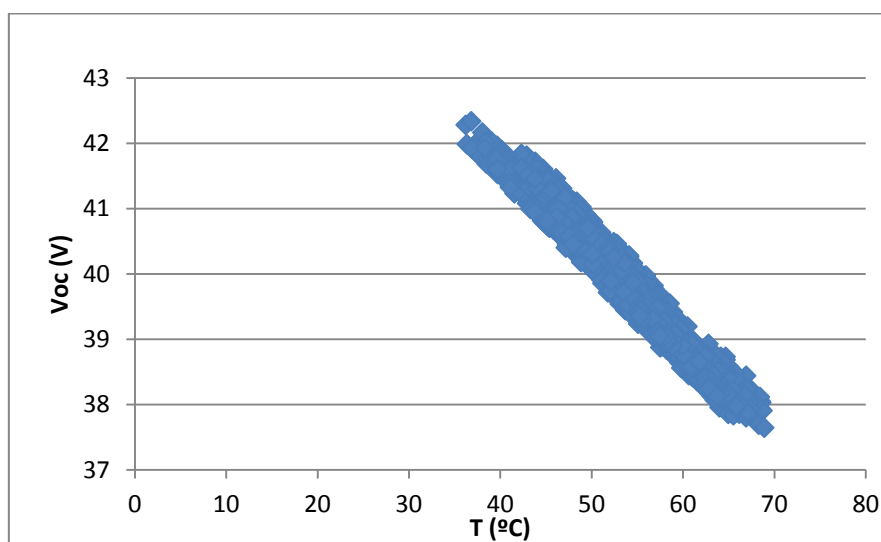


Figura 5.2. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A ampliada

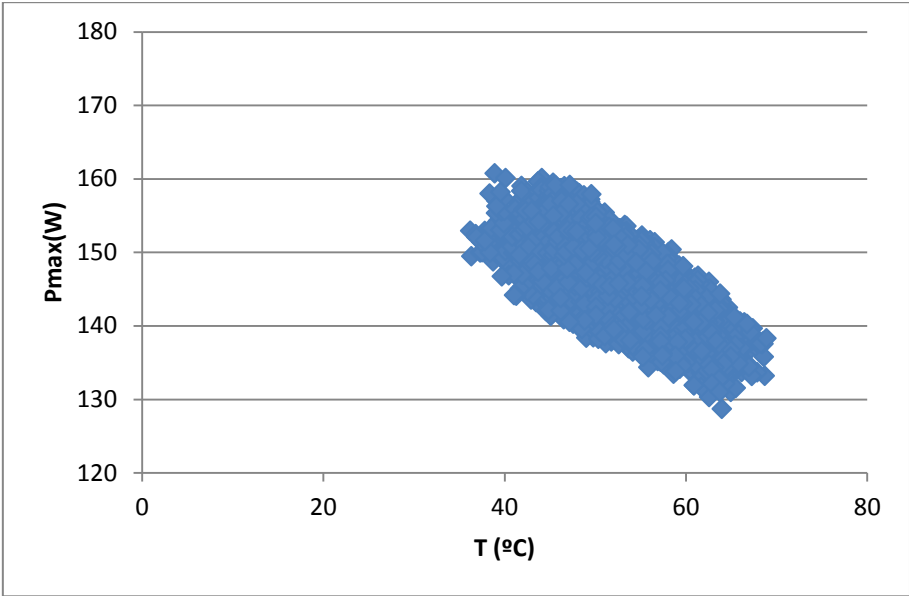


Figura 5.3. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A ampliada

- **MÓDULO B**

En la siguiente tabla (Tabla 5.2.) se pueden observar que los datos de I_{sc} , V_{oc} y P_{max} ofrecidos por el fabricante están dentro de los rangos obtenidos experimentalmente de módulo fotovoltaico A, donde dichos rangos se ven en las figuras (Figura 5.4., Figura 5.5. y Figura 5.6.) que a continuación se muestra.

Tabla 5.2. Parámetros principales de modulo fotovoltaico B

| MÓDULO B | Fabricante(STC a 25°C) | Experimental(Rango) |
|-------------------------|------------------------|---------------------|
| I_{sc} [A] | 7,96 | 7,4-8,5 |
| V_{oc} [V] | 34,9 | 31,1-35,1 |
| P_{max} (nominal) [W] | 208 | 174-212 |

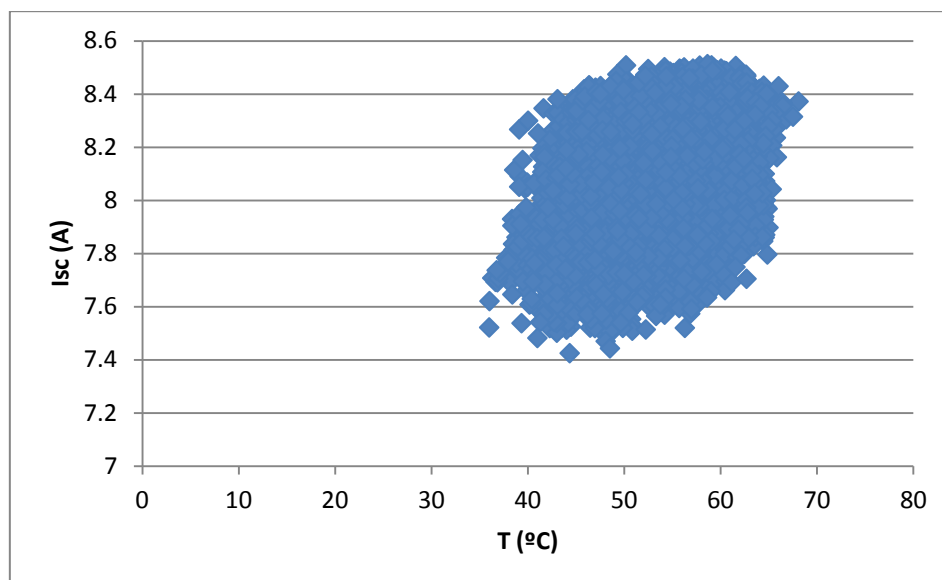


Figura 5.4. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B ampliada

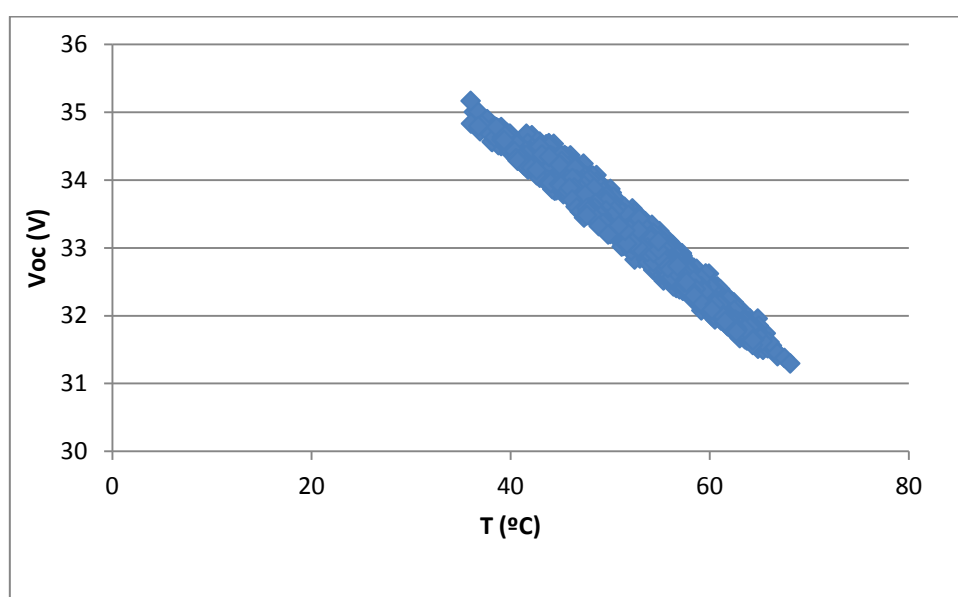


Figura 5.5. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A ampliada

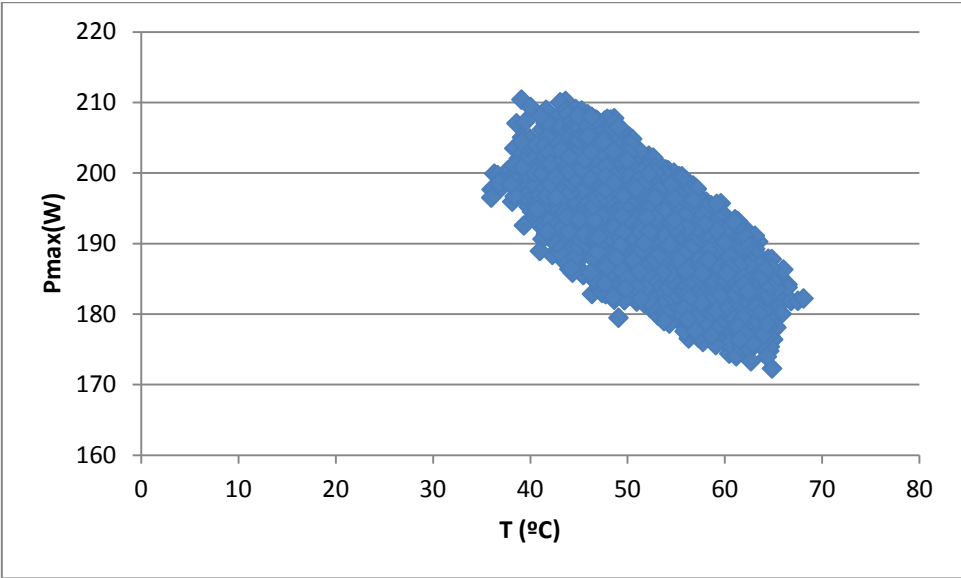


Figura 5.6. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B ampliada

- MÓDULO C**

En la siguiente tabla (Tabla 5.3.) se pueden observar que los datos de Isc, Voc y Pmax ofrecidos por el fabricante están dentro de los rangos obtenidos experimentalmente de módulo fotovoltaico A, donde dichos rangos se ven en las figuras (Figura 5.7., Figura 5.8. y Figura 5.9.) que a continuación se muestra.

Tabla 5.3. Parámetros principales de modulo fotovoltaico C

| MÓDULO C | Fabricante(STC a 25°C) | Experimental(Rango) |
|-------------------|------------------------|---------------------|
| Isc [A] | 7,78 | 6,7-7,8 |
| Voc [V] | 31,4 | 27,4-30,8 |
| Pmax(nominal) [W] | 158,7 | 130-168 |

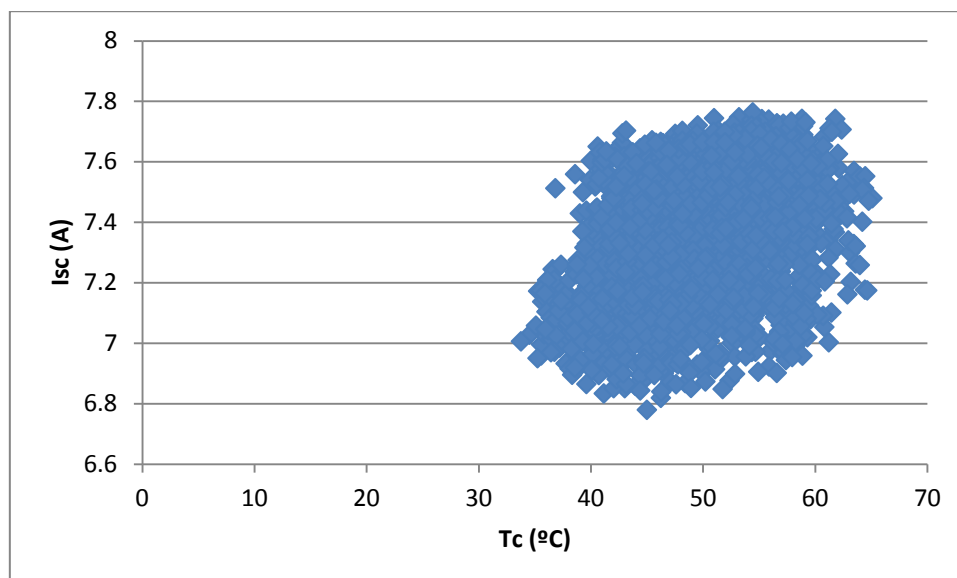


Figura 5.7. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C ampliada

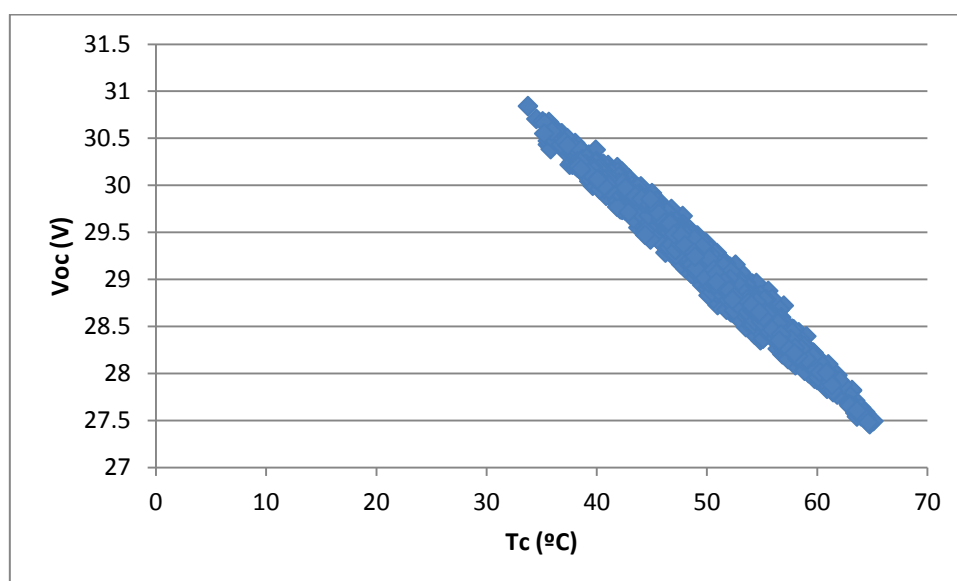


Figura 5.8. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C ampliada

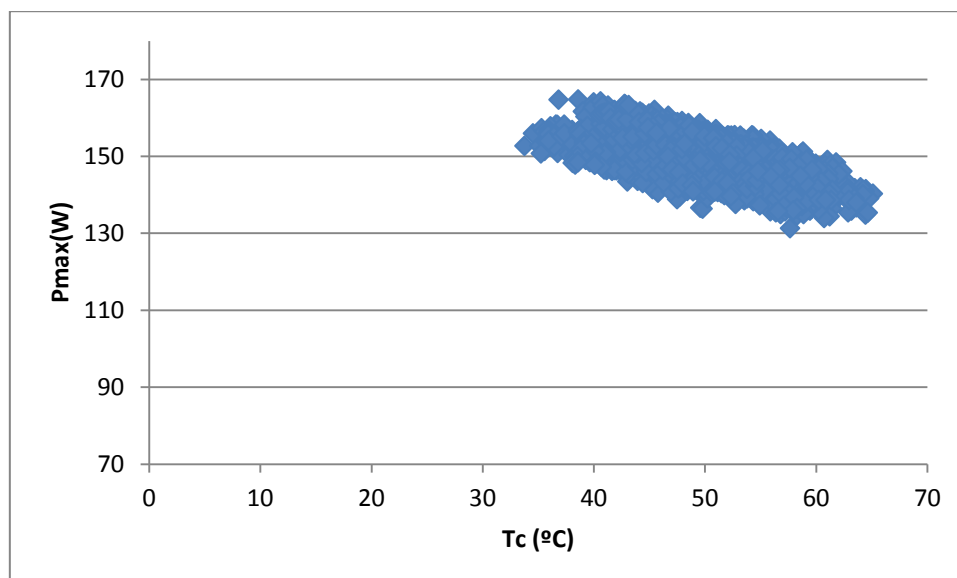


Figura 5.9. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D ampliada

- **MÓDULO D**

En la siguiente tabla (Tabla 5.4.) se pueden observar que los datos de I_{sc} , V_{oc} y P_{max} ofrecidos por el fabricante están dentro de los rangos obtenidos experimentalmente de módulo fotovoltaico A, donde dichos rangos se ven en las figuras (Figura 5.10., Figura 5.11. y Figura 5.12.) que a continuación se muestra.

Tabla 5.4. Parámetros principales de modulo fotovoltaico B

| MÓDULO D | Fabricante(STC a 25°C) | Experimental(Rango) |
|-------------------------------|------------------------|---------------------|
| I_{sc} [A] | 3,65 | 3,3-3,81 |
| V_{oc} [V] | 64,4 | 60,5-65,9 |
| $P_{max}(\text{nominal})$ [W] | 160 | 147,3-174,2 |

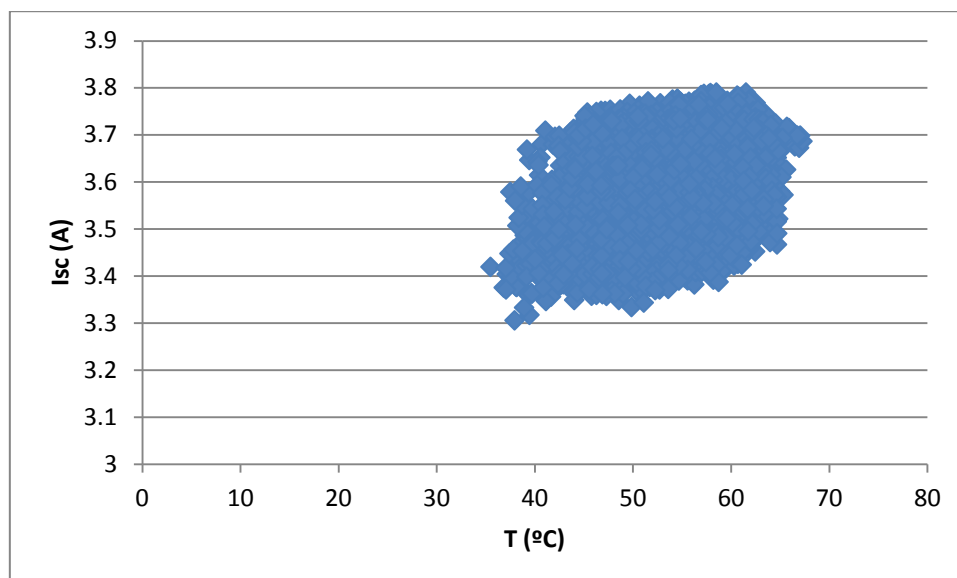


Figura 5.10. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D ampliada

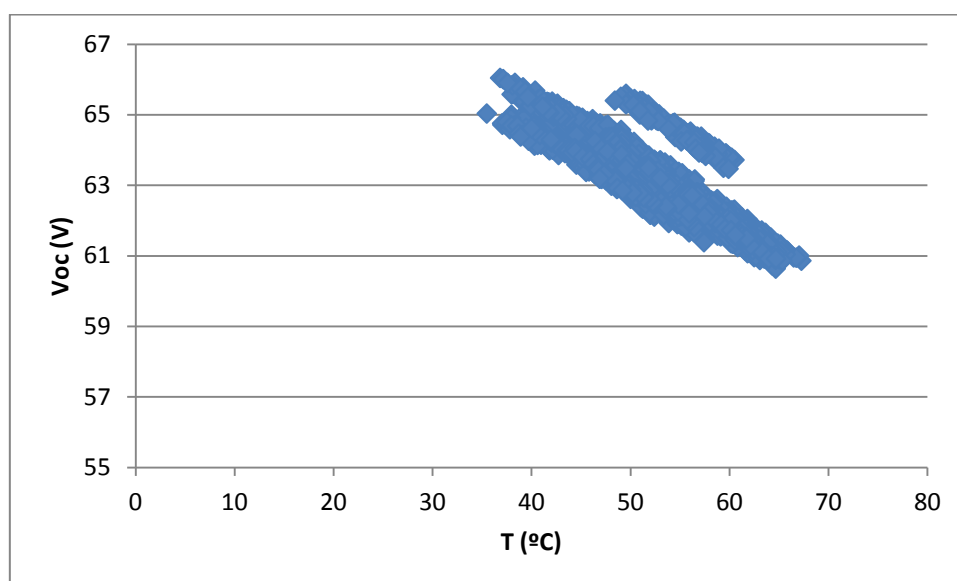
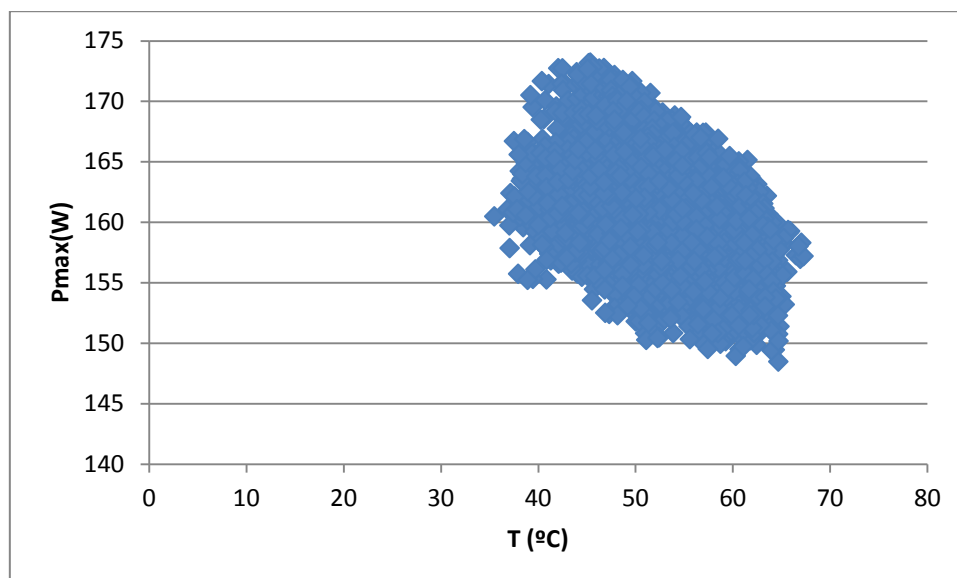


Figura 5.11. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D ampliada



**Figura 5.12. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico
D ampliada**

5.1. COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (α)

En este capítulo se va a realizar un estudio de la relación de la corriente de cortocircuito en función de la temperatura para los cuatro tipos de módulos que disponemos; para ello se realizará un filtro de la irradiancia de entre 950-1050 W/m². Finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todos los módulos.

5.1.1. MÓDULO A

En la gráfica se presenta la evolución de la corriente de cortocircuito en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo A; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.1.1.):

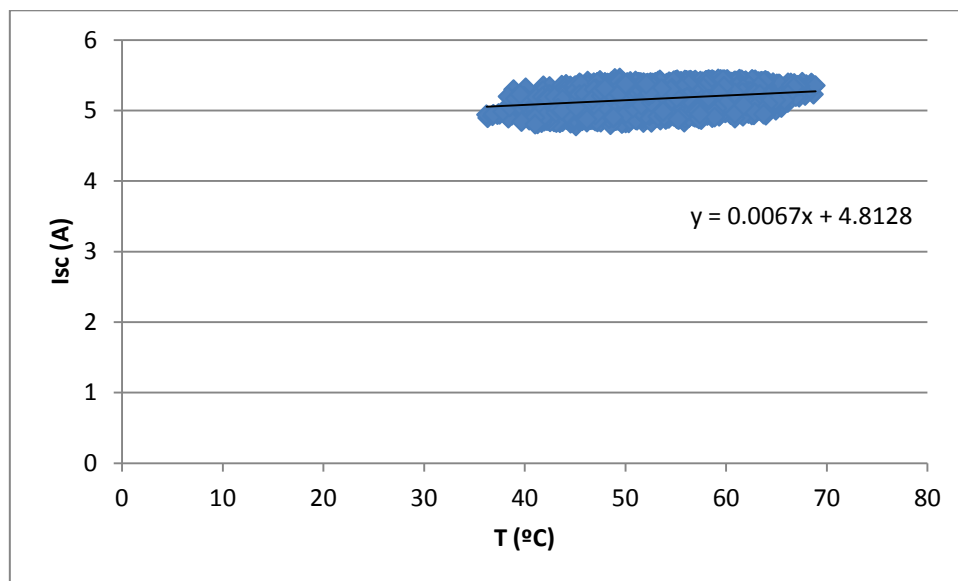


Figura 5.1.1. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A

5.1.2. MÓDULO B

En la gráfica se presenta la evolución de la corriente de cortocircuito en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo B; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.1.2.).

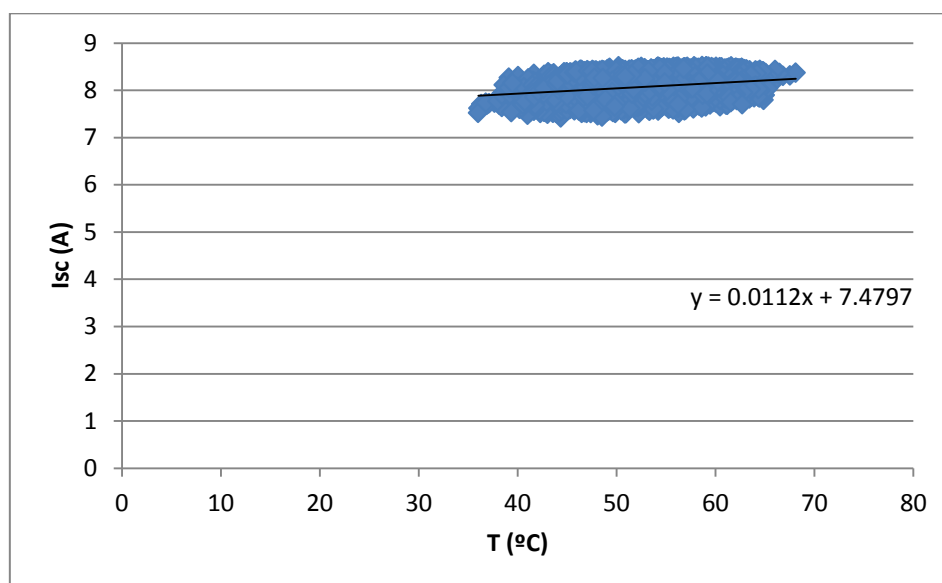


Figura 5.1.2. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B

5.1.3. MÓDULO C

En la gráfica se presenta la evolución de la corriente de cortocircuito en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo C; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.1.3.).

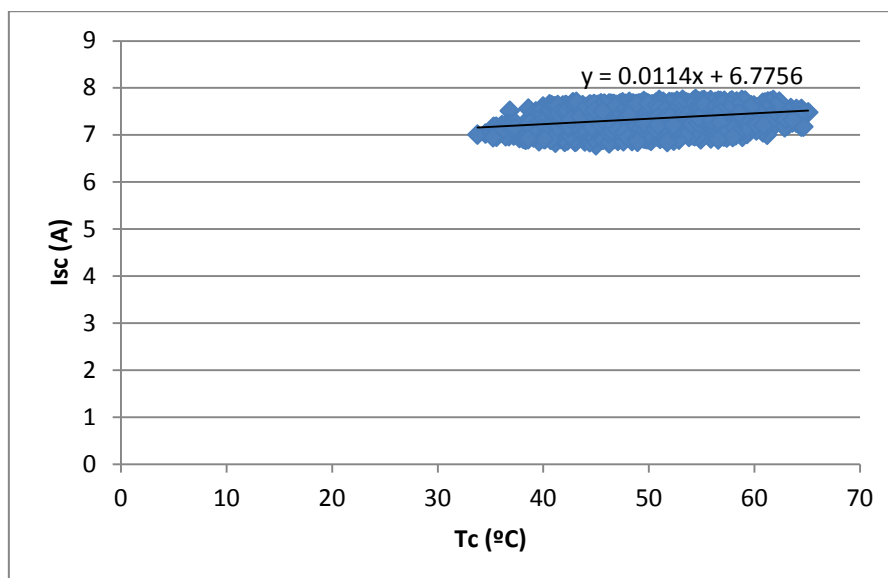


Figura 5.1.3. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C

5.1.4. MÓDULO D

En la gráfica se presenta la evolución de la corriente de cortocircuito en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo D; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.1.4.).

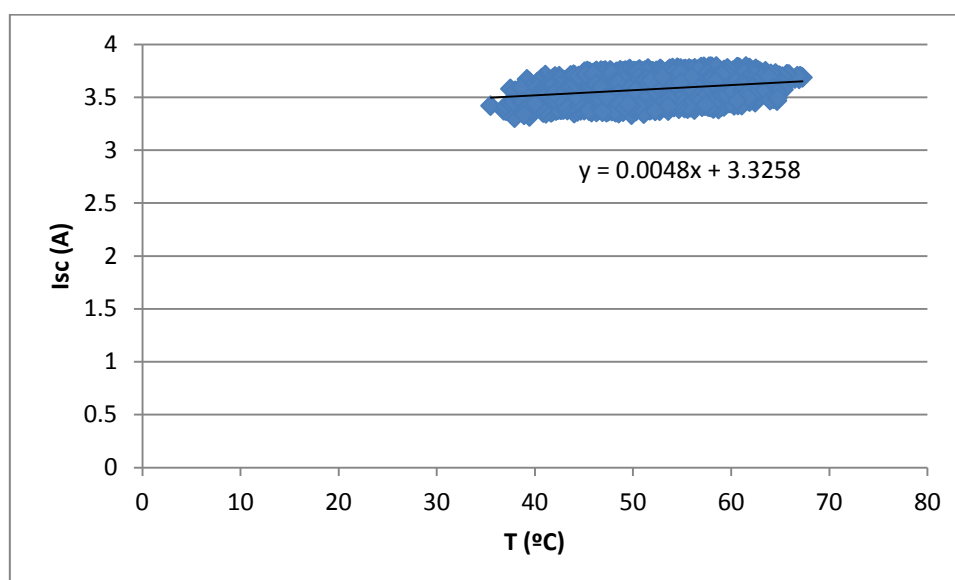


Figura 5.1.4. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D



5.1.5. DISCUSIÓN DE DATOS

Si nos fijamos en los rangos de trabajo de corriente de cortocircuito el módulo B es en el que mayores valores se encuentran (7,4 - 8,5 A), muy parecido pero inferior se encuentra el módulo C (6,7 - 7,8 A); el módulo A trabaja en un rango de entre 4,75 - 5,45 A y por último el módulo de tipo D trabaja en un rango de entre 3,3 - 3,81 A.

Si nos fijamos en el coeficiente de temperatura de corriente, que es lo que estamos estudiando en este apartado, tenemos los siguientes valores que se encuentran en la siguiente tabla (Tabla 5.1.5.):

- Módulo A: $\alpha = 0,0066 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el modulo aumenta su intensidad en 0,0066 A.

- Módulo B: $\beta = 0,0112 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el modulo aumenta su intensidad en 0,0112 A.

- Módulo C: $\alpha = 0,0114 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el modulo aumenta su intensidad en 0,0114 A.

- Módulo A: $\alpha = 0,0048 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el modulo aumenta su intensidad en 0,0048 A.

Cuanto mayor sea el coeficiente de temperatura de corriente, mejor será el módulo, ya que la velocidad con la que se moverán los electrones por las células eléctricas será mayor, y por lo tanto se generará mayor energía. A continuación se muestra en la siguiente tabla y figura (Tabla 5.1.5. y Figura 5.1.5.) una comparativa, a modo de resumen, de los coeficientes de temperatura de corriente de los cuatro módulos:



Tabla 5.1.5. Coeficientes de temperatura de la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaico

| Módulo | A | B | C | D |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|
| α [% / °C] | 0,0066 | 0,0112 | 0,0114 | 0,0048 |

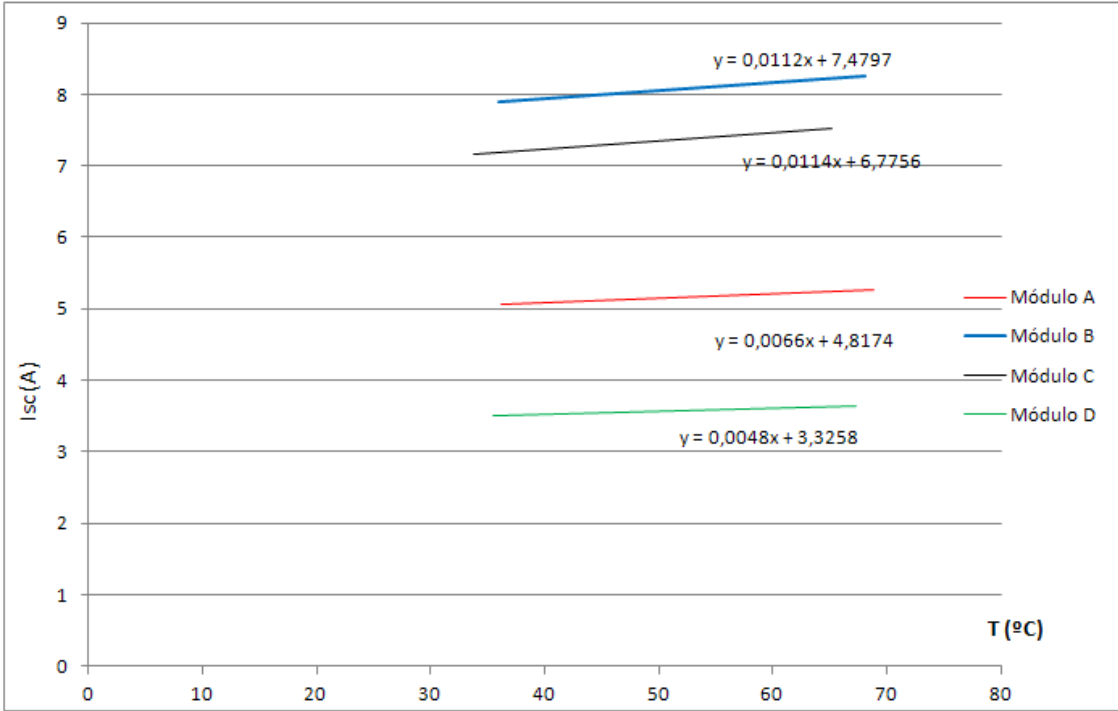


Figura 5.1.5. Comparativa de todos los módulos de la corriente de cortocircuito en función de la temperatura

5.2. COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE LA TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO (β)

En este capítulo se va a realizar un estudio de la relación de la tensión de circuito abierto en función de la temperatura para los cuatro tipos de módulos que disponemos; para ello se realizará un filtro de la irradiancia de entre 950-1050 W/m². Finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todos los módulos.

5.2.1. MÓDULO A

En la gráfica se presenta la evolución de la tensión de circuito abierto en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo A; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.2.1.):

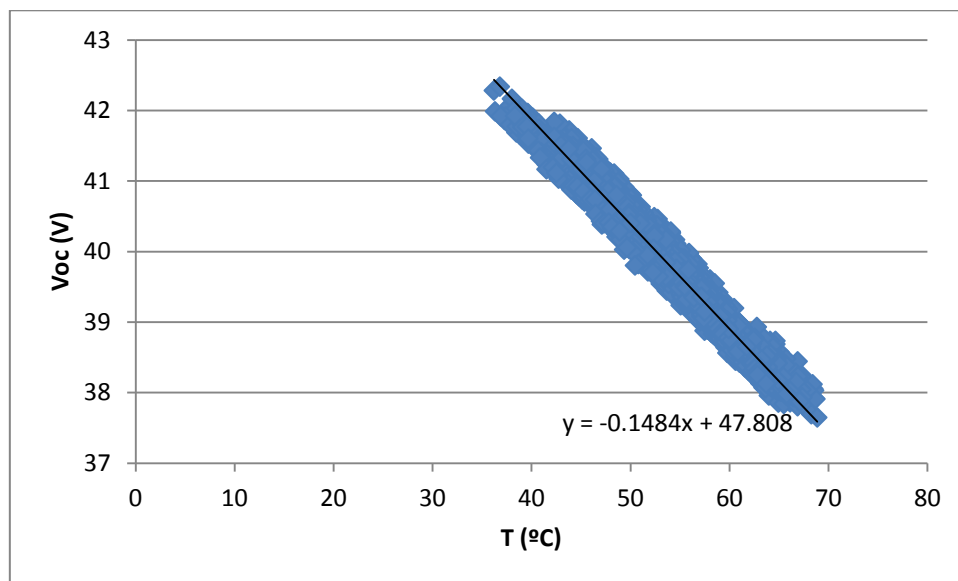


Figura 5.2.1. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A

5.2.2. MÓDULO B

En la gráfica se presenta la evolución de la tensión de circuito abierto en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo B; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.2.2.).

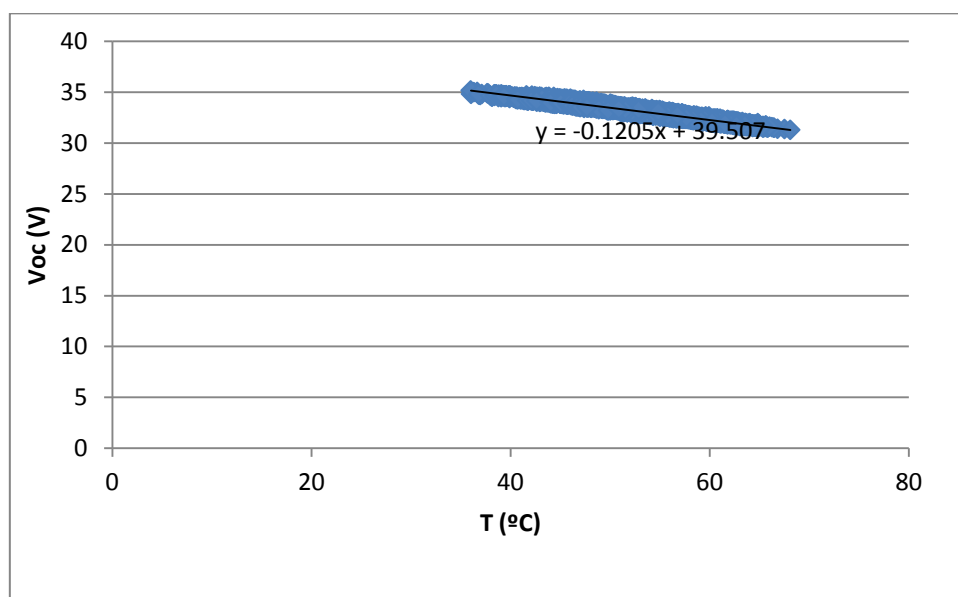


Figura 5.2.2. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B

5.2.3. MÓDULO C

En la gráfica se presenta la evolución de la tensión de circuito abierto en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo C; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.2.3.).

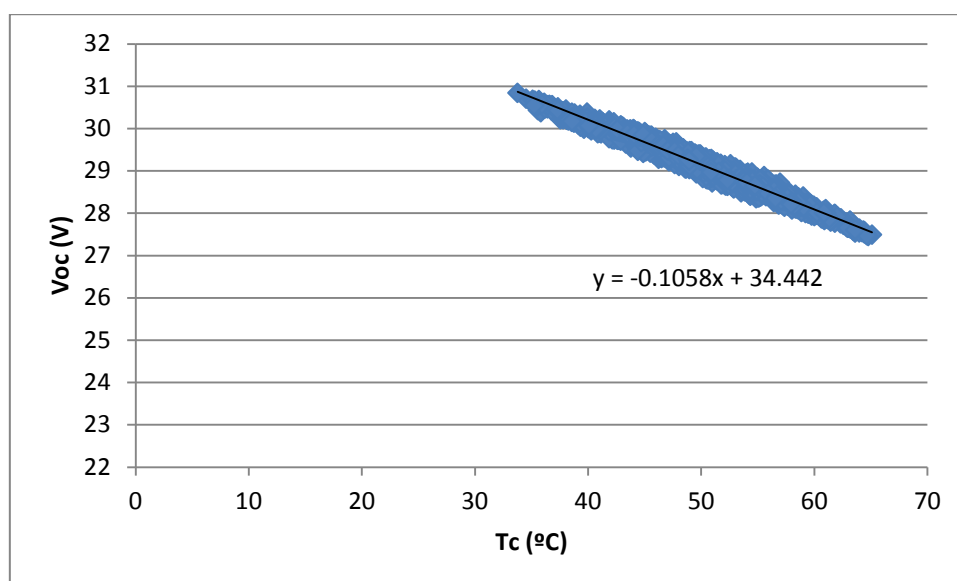


Figura 5.2.3. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C

5.2.4. MÓDULO D

En la gráfica se presenta la evolución de la tensión de circuito abierto en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo D; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.2.4.).

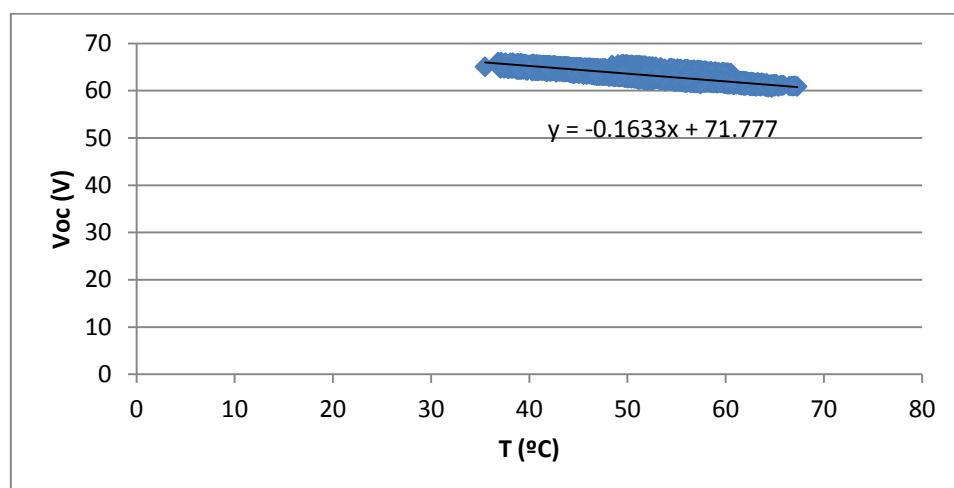


Figura 5.2.4. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D

5.2.5. DISCUSIÓN DE DATOS.

Si nos fijamos en los rangos de trabajo de la tensión de circuito abierto el módulo D es en el que mayores valores se encuentran (60,5 - 65,9 V), mas por debajo del anterior rango se posiciona el módulo A (37,5 - 42,8 V); el módulo B con similar rango de trabajo que el anterior módulo (31,7 - 35,1 V) y por último el módulo de tipo C trabaja en un rango de entre 27,4 - 30,8 V.

Si nos fijamos en el coeficiente de temperatura de corriente, que es lo que estamos estudiando en este apartado, tenemos los siguientes valores que se encuentran en la siguiente tabla (Tabla 5.2.5.):

- Módulo A: $\beta = -0,1484 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el módulo disminuye su tensión en 0,1484 V.

- Módulo B: $\beta = -0,1205 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el módulo disminuye su tensión en 0,1205 V.

- Módulo C: $\beta = -0,1058 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el módulo disminuye su tensión en 0,1058 V.

- Módulo D: $\beta = -0,1633 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el módulo disminuye su tensión en 0,1633 V.

Cuanto mayor sea el coeficiente de temperatura de tensión, mejor será el módulo, ya que la tensión que circule por nuestros módulos fotovoltaicos será mayor, y por lo tanto se generará mayor energía. Como estamos trabajando con las tecnologías de células de silicio este coeficiente de temperatura de tensión será negativo, ya que estos tipos de módulos tienen esta característica.

A continuación se muestra en la siguiente tabla y figura (Tabla 5.2.5. y Figura 5.2.5.) una comparativa, a modo de resumen, de los coeficientes de temperatura de corriente de los cuatro módulos:

Tabla 5.2.5. Coeficientes de temperatura de la tensión de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos

| Módulo | A | B | C | D |
|------------------|---------|---------|---------|---------|
| β [% / °C] | -0,1484 | -0,1205 | -0,1058 | -0,1633 |

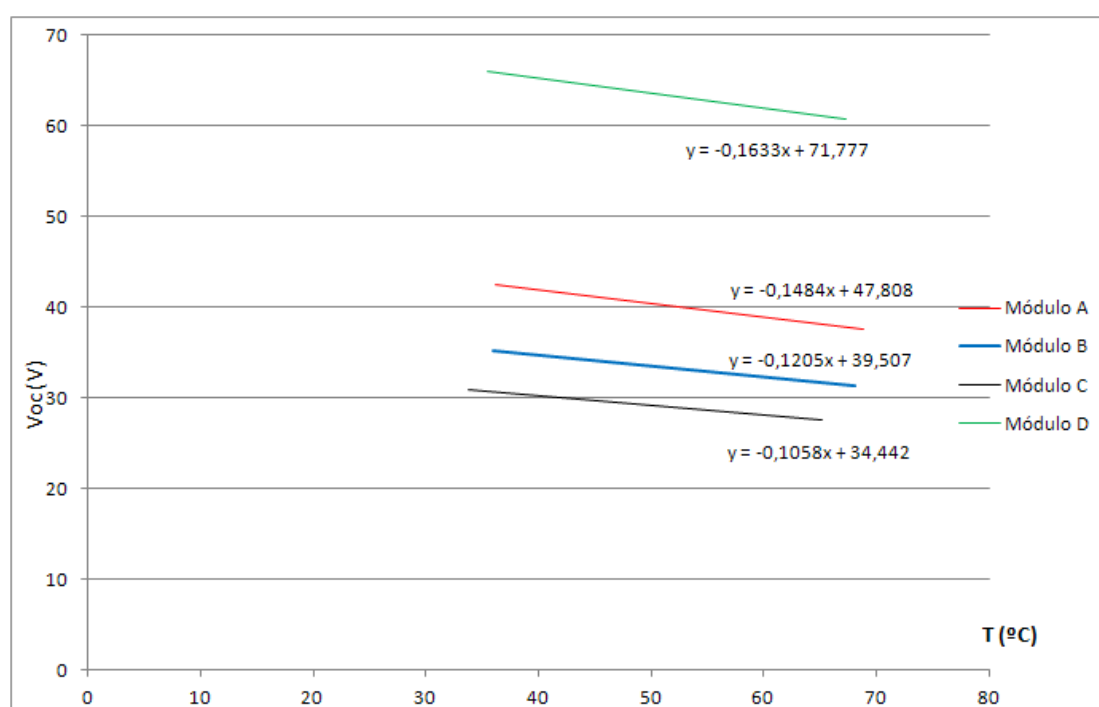


Figura 5.2.5. Comparativa de todos los módulos de la tensión de circuito abierto en función de la temperatura

5.3. COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE LA POTENCIA MÁXIMA (γ)

En este capítulo se va a realizar un estudio de la relación de la potencia máxima en función de la temperatura para los cuatro tipos de módulos que disponemos; para ello se realizará un filtro de la irradiancia de entre 950-1050 W/m². Finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todos los módulos.

5.3.1. MÓDULO A

En la gráfica se presenta la evolución de la potencia máxima en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo A; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.3.1.):

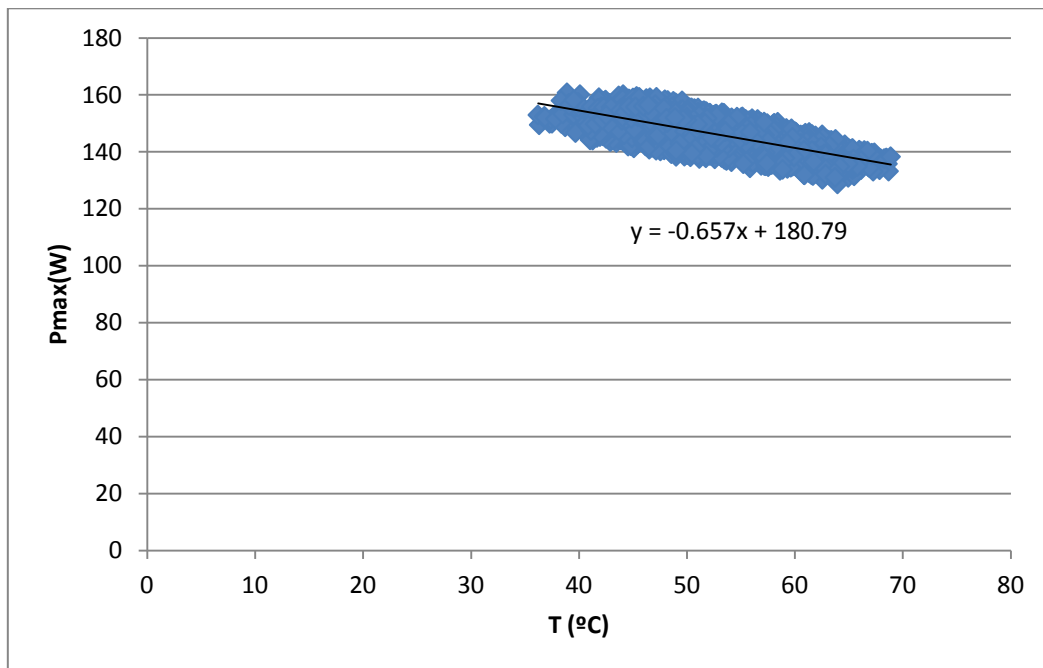


Figura 5.3.1. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico A

5.3.2. MÓDULO B.

En la gráfica se presenta la evolución de la potencia máxima en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo B; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.3.2.).

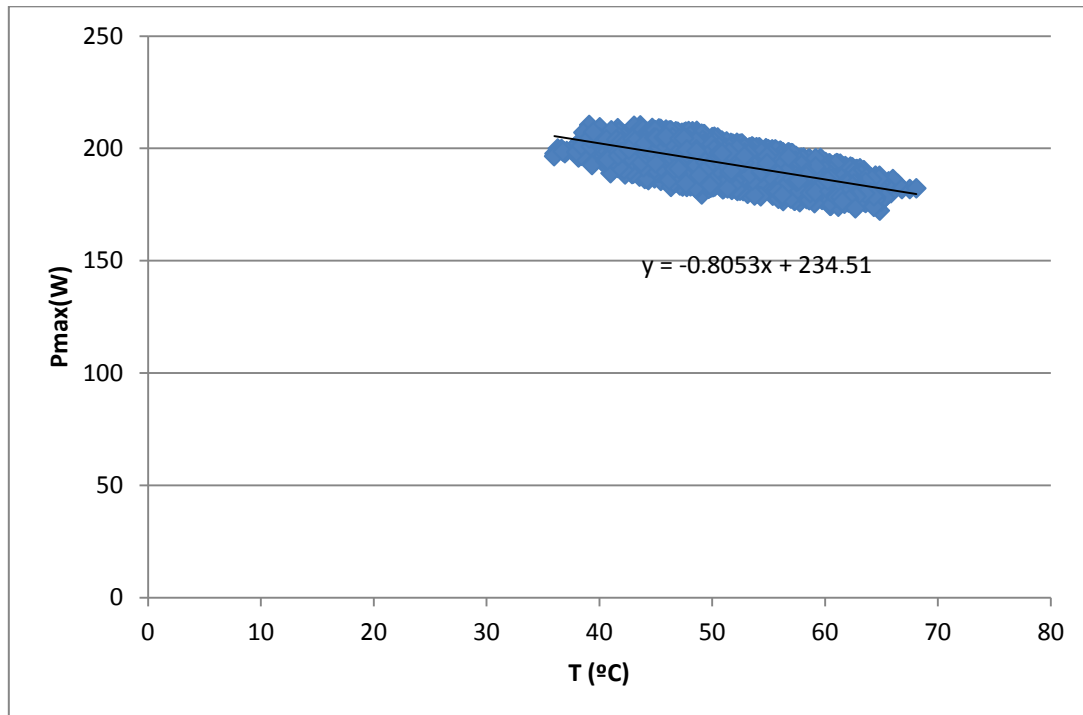


Figura 5.3.2. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico B

5.3.3. MÓDULO C

En la gráfica se presenta la evolución de la potencia máxima en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo C; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.3.3.).

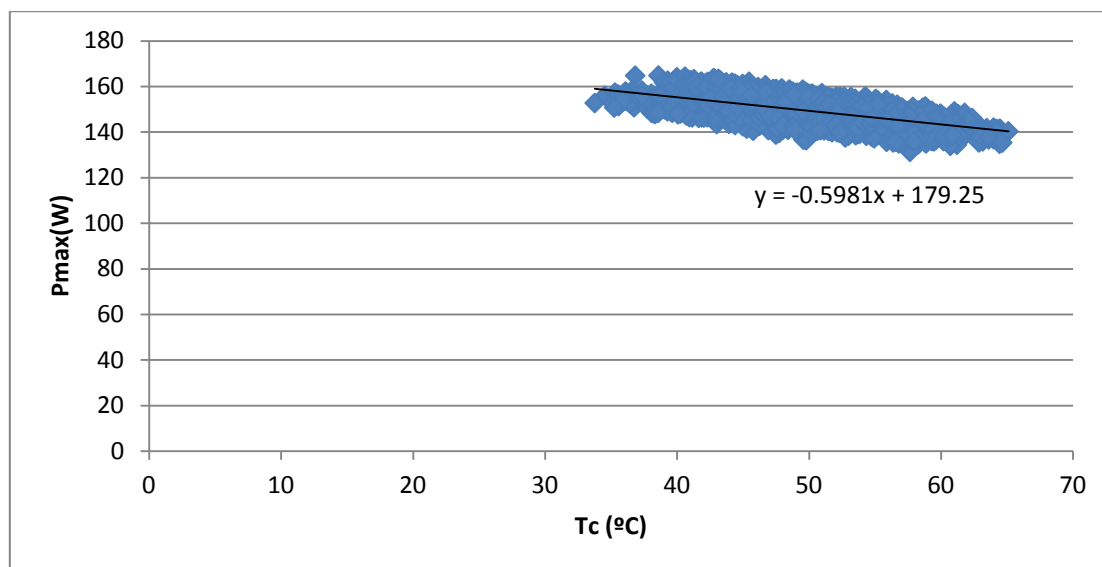


Figura 5.3.3. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico C

5.3.4. MÓDULO D

En la gráfica se presenta la evolución de la potencia máxima en función de la temperatura a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo D; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.3.4.).

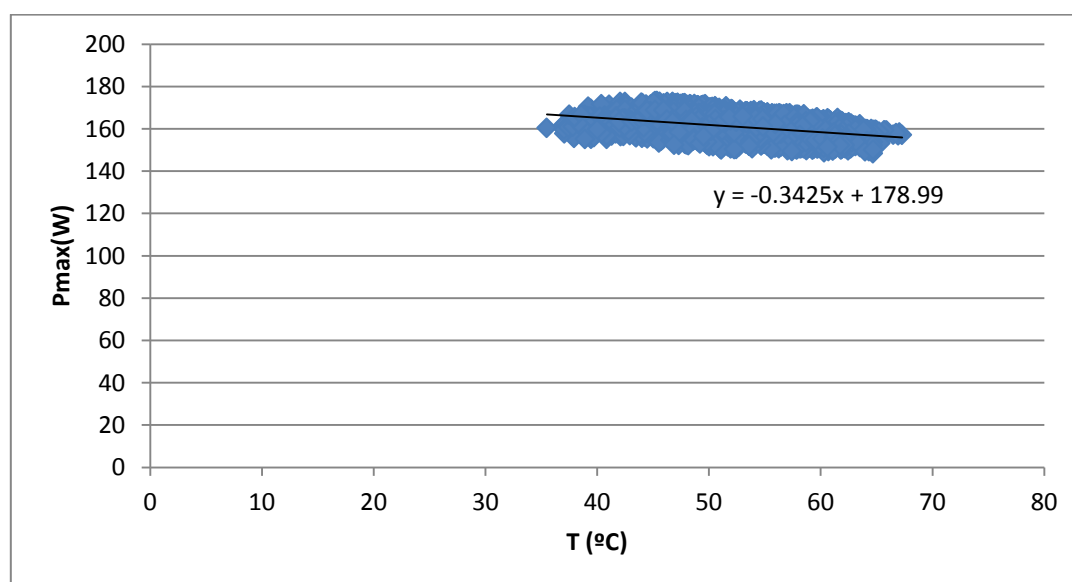


Figura 5.3.4. Potencia máxima en función de la temperatura del módulo fotovoltaico D

5.3.5. DISCUSIÓN DE DATOS.

Si nos fijamos en los rangos de trabajo de la potencia máxima de nuestros módulos, el módulo B es el que mayor rango de potencia se genera (174 - 212 W), mas por debajo del anterior rango se posiciona el módulo D (147,3 - 174,2 W); el módulo A y el módulo C tienen casi los mismo rangos de generación de potencia máxima con rangos de entre 130 - 161 W y 130 - 168 W respectivamente.

Si nos fijamos en el coeficiente de temperatura de corriente, que es lo que estamos estudiando en este apartado, tenemos los siguientes valores que se encuentran en la siguiente tabla (Tabla 5.3.5.):

- Módulo A: $\gamma = -0,657 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el módulo disminuye su tensión en 0,657 V.

- Módulo B: $\gamma = -0,8053 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el módulo disminuye su tensión en 0,8053 V.

- Módulo C: $\gamma = -0,5981 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el módulo disminuye su tensión en 0,5981 V.

- Módulo D: $\gamma = -0,3425 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$. Esto significa que por cada grado de temperatura que aumenta, en grados centígrados ($^\circ\text{C}$), el módulo disminuye su tensión en 0,3425V.

Cuanto mayor sea el coeficiente de temperatura de potencia, mejor será el módulo, ya que este nos muestra el comportamiento de los módulos en cuanto a la variación de la temperatura; cuanto más pequeño sea las pérdidas serán mayores, en cuanto a generación de potencia que se refiere. Como todos nuestros módulos están hechos con células de silicio este coeficiente de temperatura de potencia será negativo, ya que estos tipos de módulos tienen esta característica.

A continuación se muestra en la siguiente tabla y figura (Tabla 5.3.5. y Figura 5.3.5.) una comparativa, a modo de resumen, de los coeficientes de temperatura de corriente de los cuatro módulos:

Tabla 5.3.5. Coeficientes de temperatura de la potencia máxima de los módulos fotovoltaicos

| Módulo | A | B | C | D |
|-------------------|--------|---------|---------|---------|
| γ [% / °C] | -0,657 | -0,8053 | -0,5981 | -0,3425 |

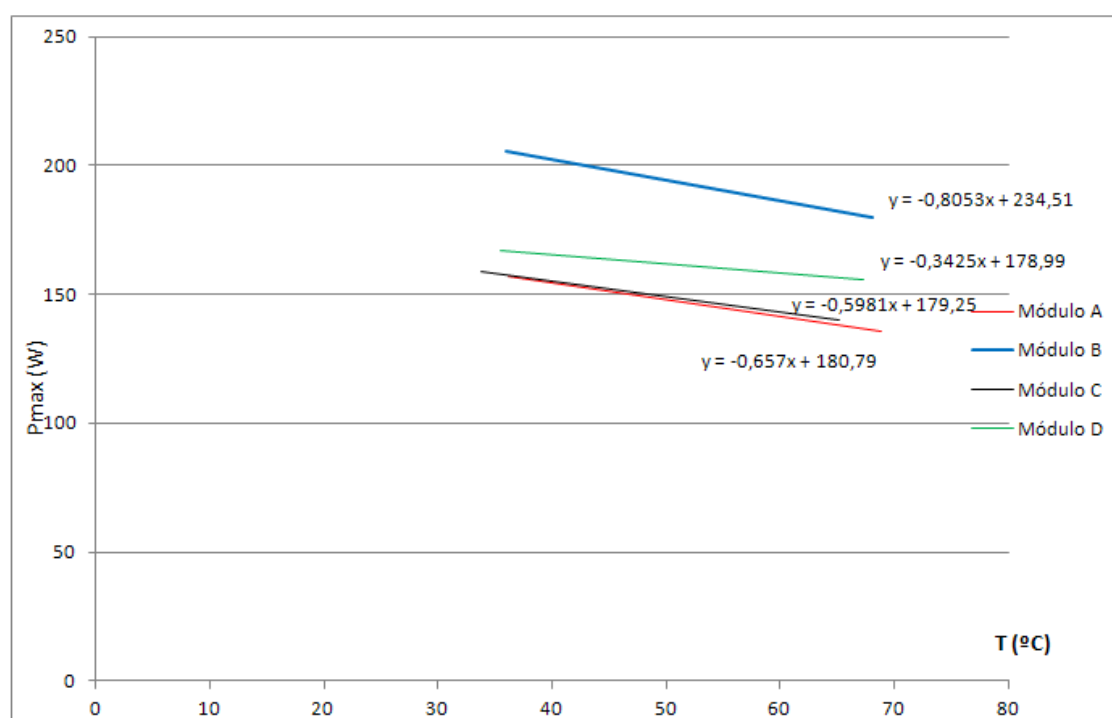


Figura 5.3.5. Comparativa de todos los módulos de la potencia máxima en función de la temperatura

5.4. RELACIÓN DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA PARA TEMPERATURA CONSTANTE

En este capítulo se va a estudiar el comportamiento de la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante para los cuatro tipos de módulos que disponemos; para dicho estudio se ha cogido una temperatura de 50 \pm 0,5 $^{\circ}$ C, dicha temperatura se refiere a la del módulo fotovoltaico, no la del ambiente. También se procederá hacer un filtro en la irradiancia, como en la temperatura, pero este menos restrictivo ya que es el parámetro que queremos estudiar. El rango de irradiancia que vamos a estudiar es 950-1050 W/m² ya que estos valores suelen ser los estándares. Finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en los módulos.

5.4.1. MÓDULO A

En la gráfica se presenta la evolución de la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo A; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.4.1.):

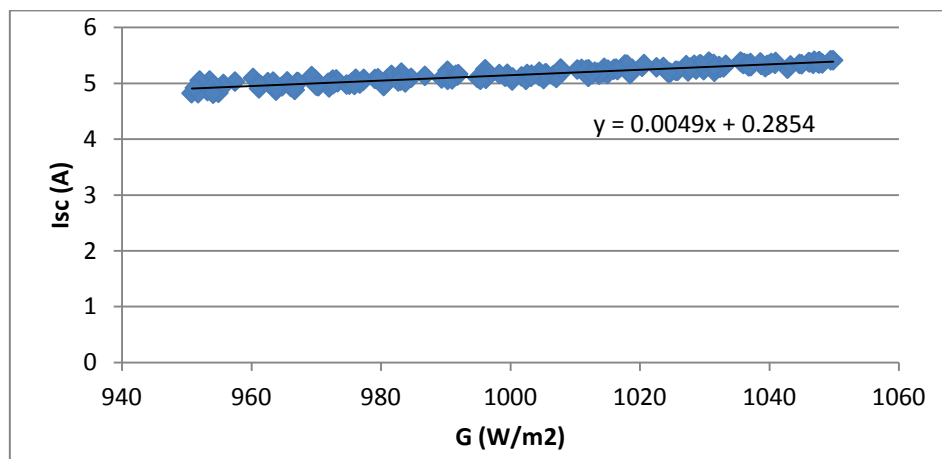


Figura 5.4.1. Corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico A

5.4.2. MÓDULO B

En la gráfica se presenta la evolución de la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo B; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.4.2.).

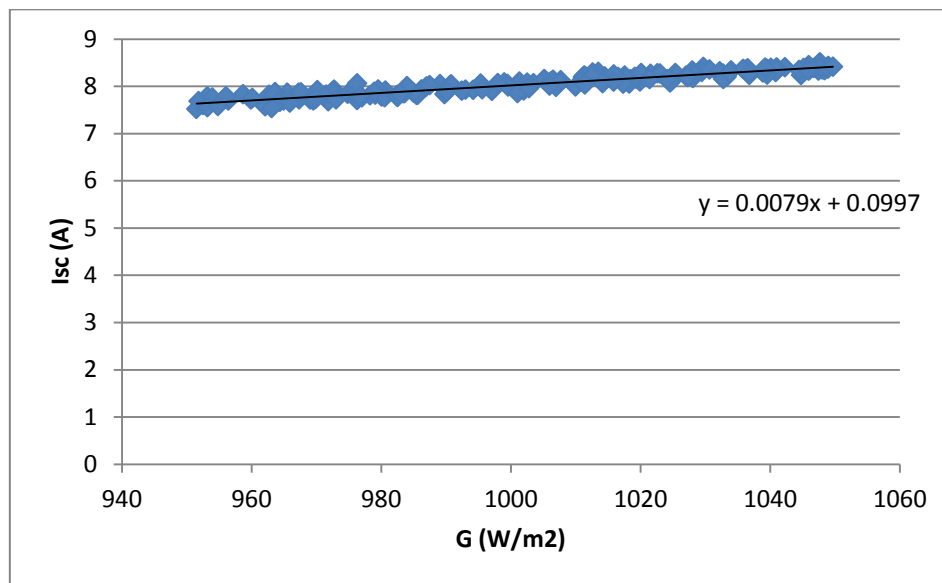


Figura 5.4.2. Corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico B

5.4.3. MÓDULO C

En la gráfica se presenta la evolución de la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo C; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.4.3.).

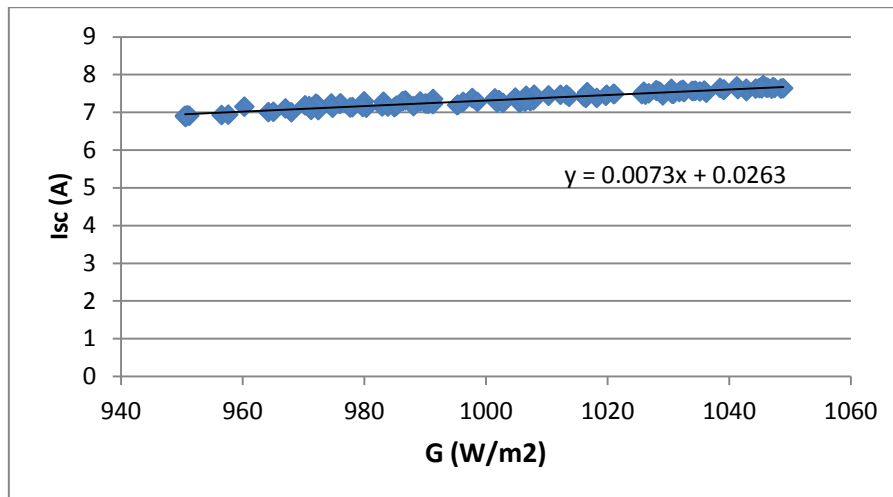


Figura 5.4.3. Corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico C

5.4.4. MÓDULO D.

En la gráfica se presenta la evolución de la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo D; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.4.4.).

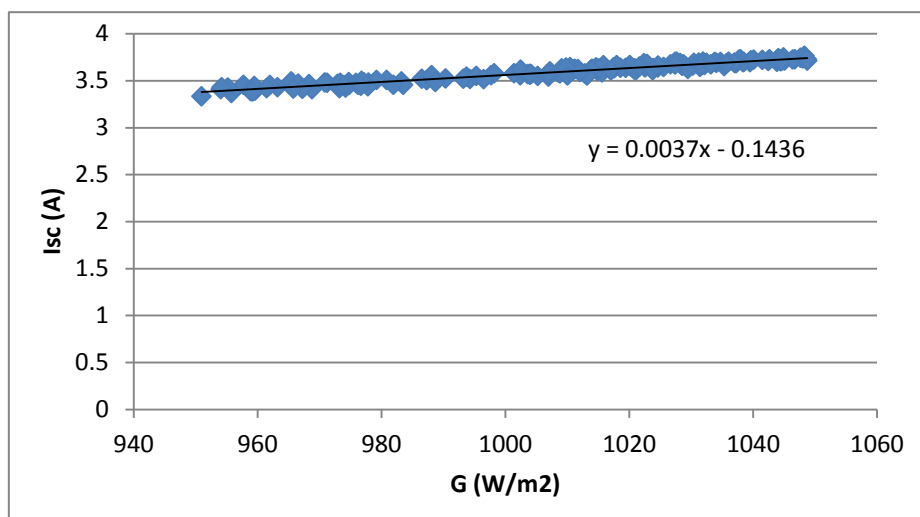


Figura 5.4.4. Corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico D

5.4.5. DISCUSIÓN DE DATOS

Si nos fijamos en los rangos de trabajo de corriente de cortocircuito el módulo B es en el que mayores valores se encuentran (7,5 - 8,5 A), muy parecido pero inferior se encuentra el módulo C (6,8 - 7,7 A); el módulo A trabaja en un rango de entre 4,8 - 5,4 A y por último el módulo de tipo D trabaja en un rango de entre 3,3 - 3,75 A.

Si nos fijamos en el coeficiente de temperatura de corriente, que es lo que estamos estudiando en este apartado, tenemos los siguientes valores que se encuentran en la siguiente tabla (Tabla 5.4.5.):

- Módulo A: Variación = $0,0049 \% / (W/m^2)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m^2) que aumenta, el modulo aumenta su intensidad en 0,0049 A.

- Módulo B: Variación = $0,0079 \% / (W/m^2)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m^2) que aumenta, el modulo aumenta su intensidad en 0,0009 A.

- Módulo C: Variación = $0,0073 \% / (W/m^2)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m^2) que aumenta, el modulo aumenta su intensidad en 0,0073 A.

- Módulo A: Variación = $0,0037 \% / (W/m^2)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m^2) que aumenta, el modulo aumenta su intensidad en 0,0037 A.

Cuanto mayor sea la variación de irradiación, mejor será el módulo, ya que la velocidad con la que se moverán los electrones por las células eléctricas será mayor, y por lo tanto se generará mayor energía. A continuación se muestra en la siguiente tabla y figura (Tabla 5.4.5. y Figura 5.4.5.) una comparativa, a modo de resumen, de cómo varía la corriente de cortocircuito respecto de la irradiancia en cada uno de los cuatro módulos:

Tabla 5.4.5. Variaciones de la corriente de cortocircuito respecto a la irradiancia para temperatura constante

| Módulo | A | B | C | D |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Variación [% / (W/m)] | 0,0049 | 0,0079 | 0,0073 | 0,0037 |

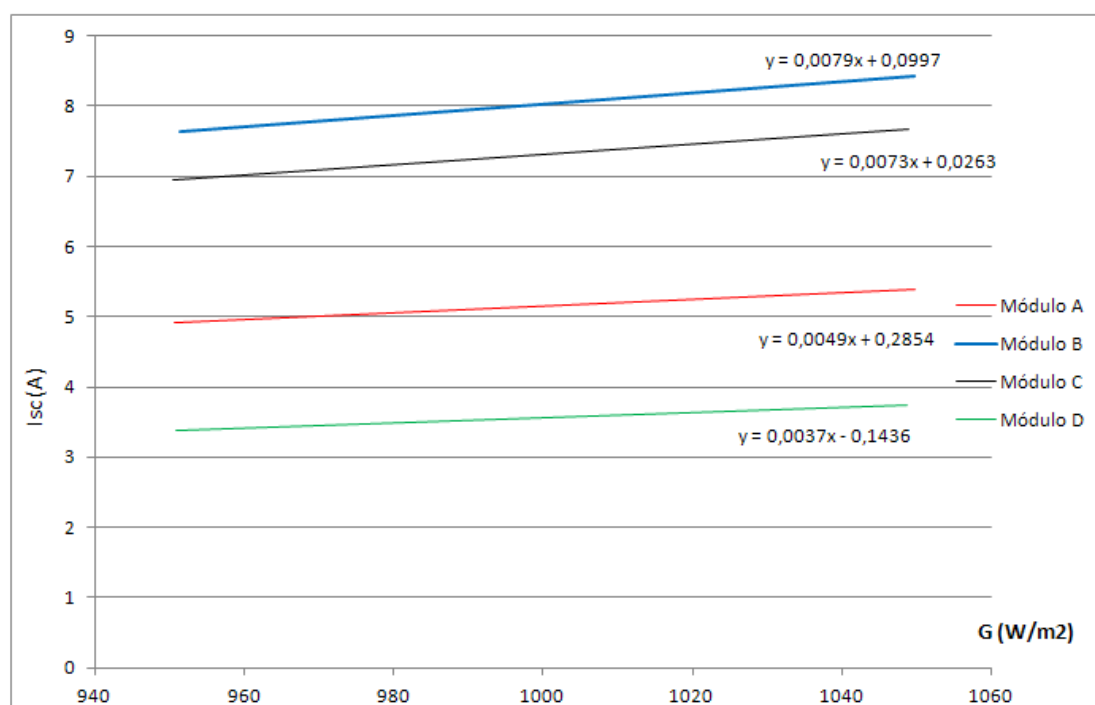


Figura 5.4.5. Comparativa de todos los módulos de la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia para temperatura constante

5.5. RELACIÓN DE LA TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA PARA TEMPERATURA CONSTANTE

En este capítulo se va a estudiar el comportamiento de la tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante para los cuatro tipos de módulos que disponemos; para dicho estudio se ha cogido una temperatura de $50,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, dicha temperatura se refiere a la del módulo fotovoltaico, no la del ambiente. También se procederá hacer un filtro en la irradiancia, como en la temperatura, pero este menos restrictivo ya que es el parámetro que queremos estudiar. El rango de irradiancia que vamos a estudiar es $950\text{--}1050\text{ W/m}^2$ ya que estos valores suelen ser los estándares. Finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos en todos los módulos.

5.5.1. MÓDULO A.

En la gráfica se presenta la evolución de la tensión de circuito abierto en función de la irradiancia a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo A; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.5.1.):

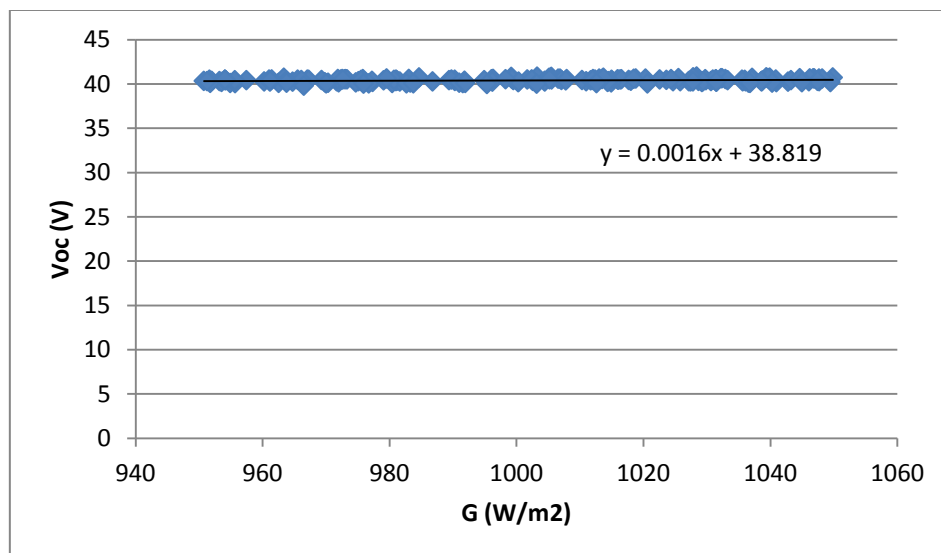


Figura 5.5.1. Tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico A

5.5.2. MÓDULO B

En la gráfica se presenta la evolución de la tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo B; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.5.2.).

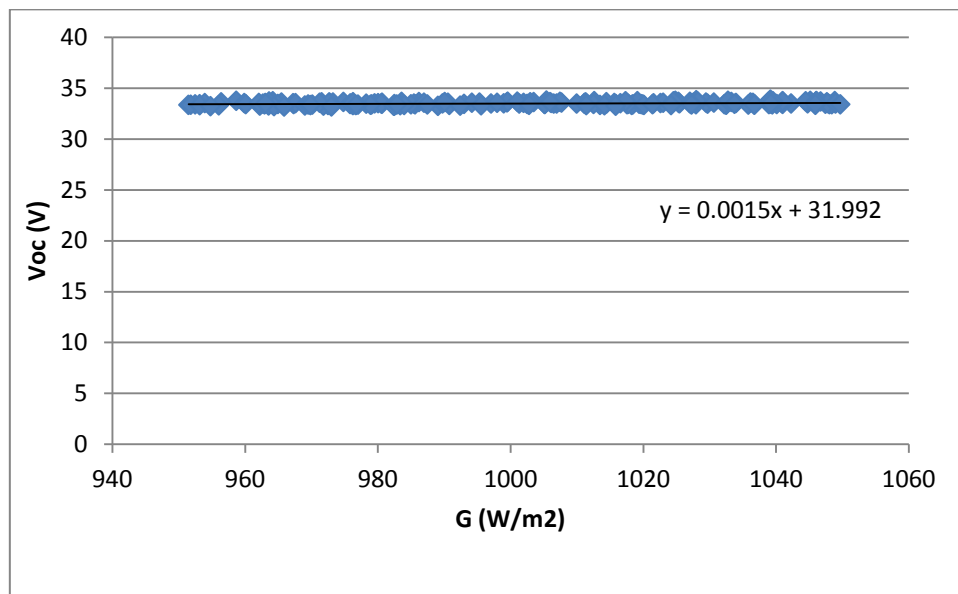


Figura 5.5.2. Tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico B

5.5.3. MÓDULO C

En la gráfica se presenta la evolución de la tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo C; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.5.3.).

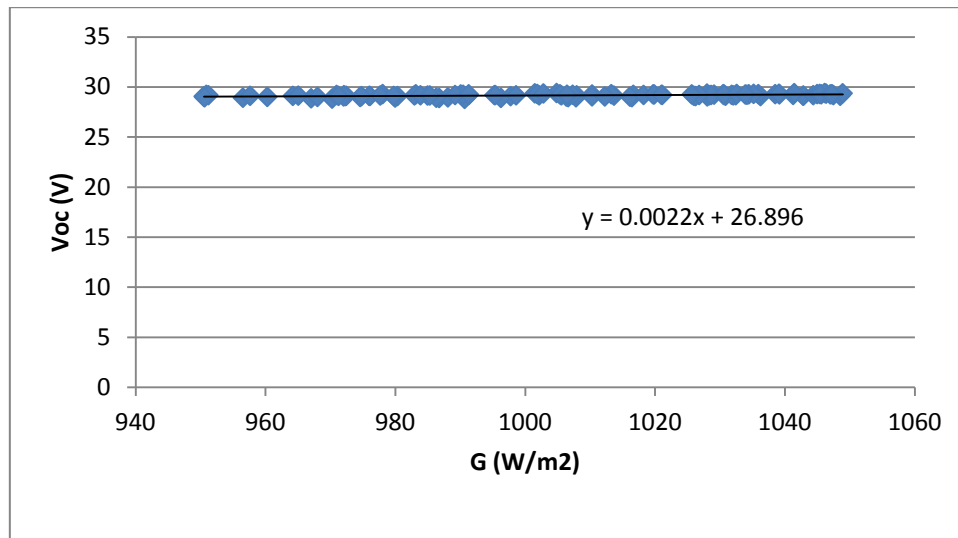


Figura 5.5.3. Tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico C

5.5.4. MÓDULO D

En la gráfica se presenta la evolución de la tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo D; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.5.4.).

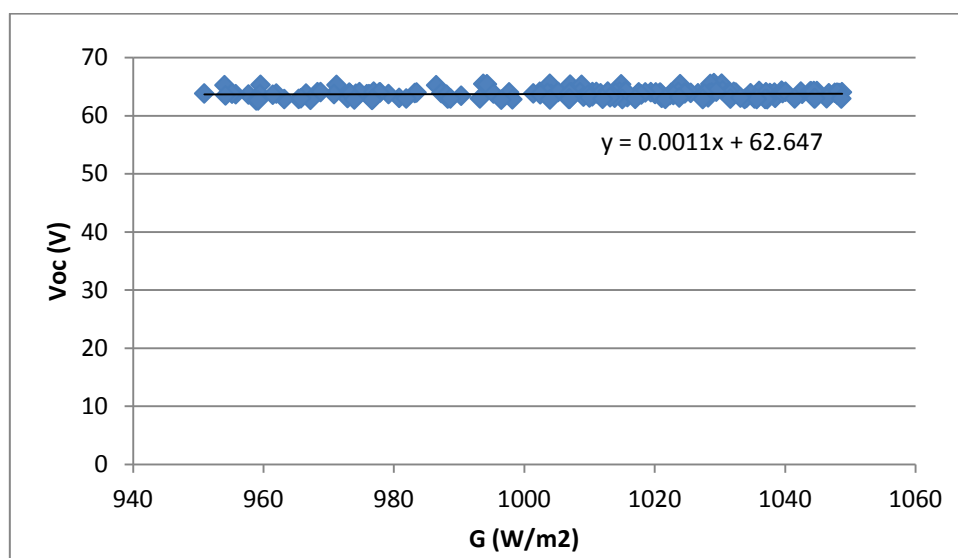


Figura 5.5.4. Tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico D



5.5.5. DISCUSIÓN DE DATOS

Si nos fijamos en los rangos de trabajo de la tensión de circuito abierto el módulo D es en el que mayores valores se encuentran (62,5 - 65,5 V), mas por debajo del anterior rango se posiciona el módulo A (40 – 40,75 V); el módulo B con rango de trabajo de 33,3 - 33,8 V y por último el módulo de tipo C trabaja en un rango de entre 28,6 -29,4 V.

Si nos fijamos en el coeficiente de temperatura de corriente, que es lo que estamos estudiando en este apartado, tenemos los siguientes valores que se encuentran en la siguiente tabla (Tabla 5.5.5.):

- Módulo A: Variación = $0,0016 \% / (W/m)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m) que aumenta, el módulo disminuye su tensión en 0,0016 V.

- Módulo B: Variación = $0,0015 \% / (W/m)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m) que aumenta, el módulo disminuye su tensión en 0,0015 V. En este tipo de módulo la variación es mínima, llegando a semejarse a una línea recta.

- Módulo C: Variación = $0,0022 \% / (W/m)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m) que aumenta, el módulo disminuye su tensión en 0,0022 V.

- Módulo D: Variación = $0,0011 \% / (W/m)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m) que aumenta, el módulo disminuye su tensión en 0,0011 V.

Cuanto mayor sea el coeficiente de temperatura de tensión, mejor será el módulo, ya que la tensión que circule por nuestros módulos fotovoltaicos será mayor, y por lo tanto se generará mayor energía. En estos casos las variaciones que apreciamos de tensión de circuito abierto respecto a la irradiancia para temperatura constante son muy pequeñas llegando a ser casi, en algunos casos, una línea recta con



una pendiente con un valor tan pequeño que se puede asemejar a cero, es decir que casi no varía la tensión de circuito abierto.

A continuación se muestra en la siguiente tabla y figura (Tabla 5.5.5. y Figura 5.5.5) una comparativa, a modo de resumen, de los coeficientes de temperatura de corriente de los cuatro módulos:

Tabla 5.5.5. Variaciones de la tensión de circuito abierto respecto a la irradiancia para temperatura constante

| Módulo | A | B | C | D |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Variación [% / (W/m)] | 0,0016 | 0,0015 | 0,0022 | 0,0011 |

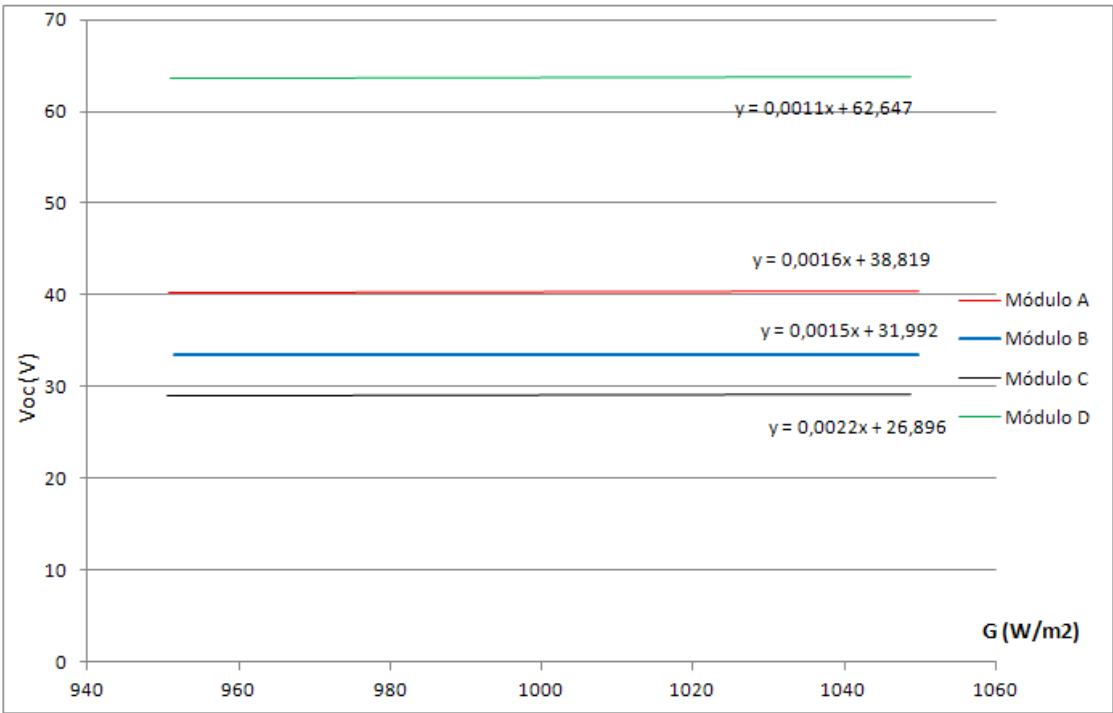


Figura 5.5.5. Comparativa de todos los módulos de la tensión de circuito abierto en función de la irradiancia para temperatura constante

5.6. RELACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA PARA TEMPERATURA CONSTANTE

En este capítulo se va a estudiar el comportamiento de la potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante para los cuatro tipos de módulos que disponemos; para dicho estudio se ha cogido una temperatura de $50 \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, dicha temperatura se refiere a la del módulo fotovoltaico, no la del ambiente. También se procederá hacer un filtro en la irradiancia, como en la temperatura, pero este menos restrictivo ya que es el parámetro que queremos estudiar. El rango de irradiancia que vamos a estudiar es $950\text{-}1050 \text{ W/m}^2$ ya que estos valores suelen ser los estándares. Finalmente se realizará una conclusión de los datos obtenidos de todos los módulos.

5.6.1. MÓDULO A

En la gráfica se presenta la evolución de la potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo A; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.6.1.):

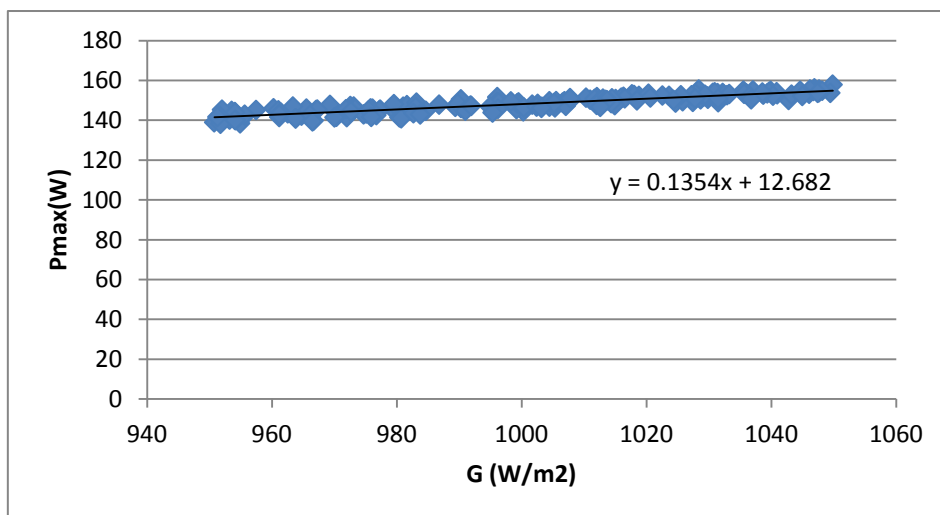


Figura 5.6.1. Potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico A

5.6.2. MÓDULO B

En la gráfica se presenta la evolución de la potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo B; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.6.2.).

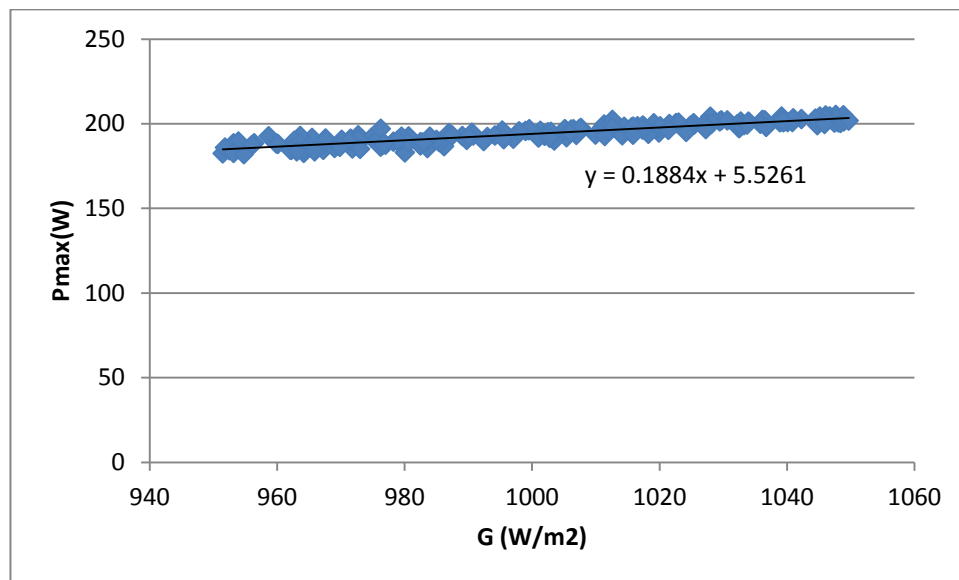


Figura 5.6.2. Potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico B

5.6.3. MÓDULO C

En la gráfica se presenta la evolución de la potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo C; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.6.3.).

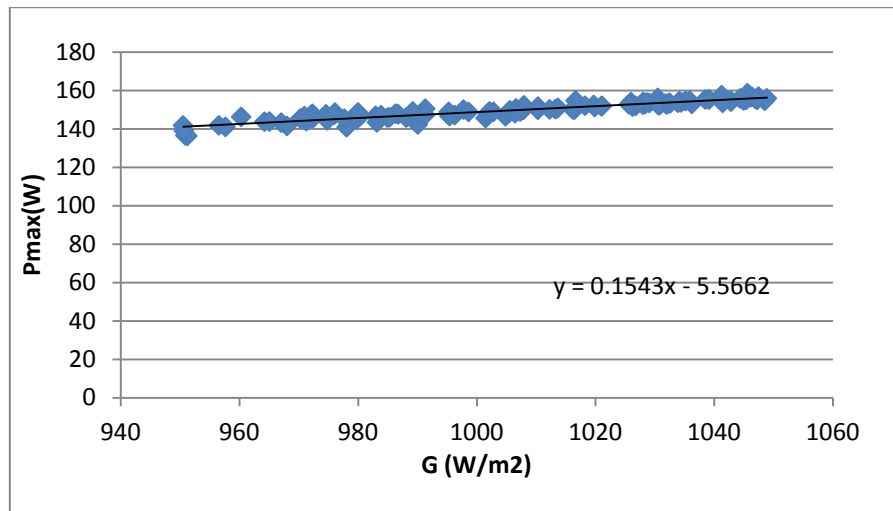


Figura 5.6.3. Potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico C

5.6.4. MÓDULO D

En la gráfica se presenta la evolución de la potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante a lo largo del periodo de la recogida de datos, del módulo D; el resultado que se ha obtenido es el siguiente (Figura 5.6.4.).

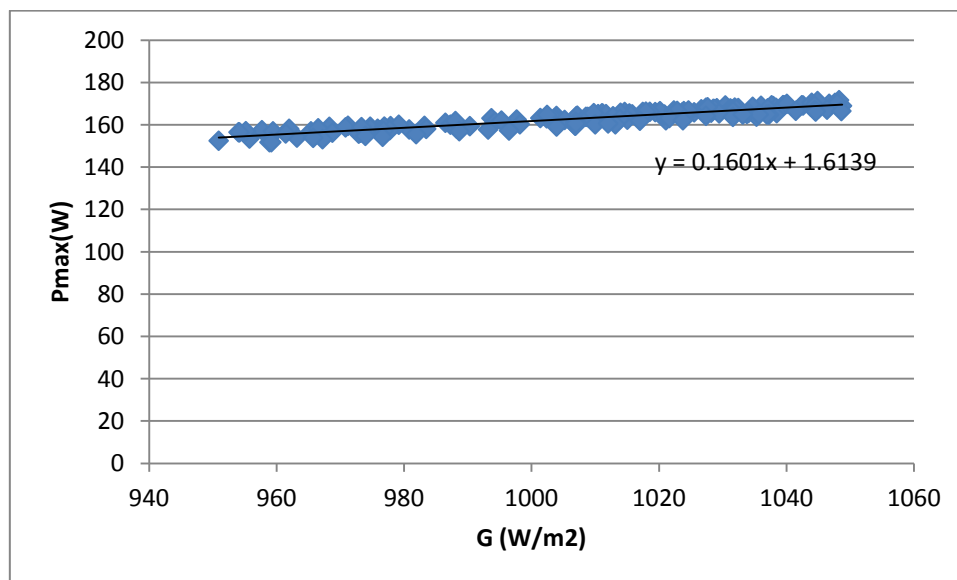


Figura 5.6.4. Potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico D



5.6.5. DISCUSIÓN DE DATOS

Si nos fijamos en los rangos de trabajo de la potencia máxima de nuestros módulos, el módulo B es el que mayor rango de potencia se genera (182 - 205 W), mas por debajo del anterior rango se posiciona el módulo D (151 - 173 W); el módulo A y el módulo C tienen casi los mismos rangos de generación de potencia máxima con rangos de entre 137-158 W y 135-157 W respectivamente.

Si nos fijamos en el coeficiente de temperatura de corriente, que es lo que estamos estudiando en este apartado, tenemos los siguientes valores que se encuentran en la siguiente tabla (Tabla 5.6.5.):

- Módulo A: Variación = $0,1354 \% / (W/m^2)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m^2) que aumenta, el módulo disminuye su tensión en 0,1354 V.

- Módulo B: Variación = $0,1884 \% / (W/m^2)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m^2) que aumenta, el módulo disminuye su tensión en 0,0145 V.

- Módulo C: Variación = $0,1543 \% / (W/m^2)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m^2) que aumenta, el módulo disminuye su tensión en 0,1543 V.

- Módulo D: Variación = $0,1601 \% / (W/m^2)$. Esto significa que por cada vatio partido metro cuadrado (W/m^2) que aumenta, el módulo disminuye su tensión en 0,1601 V.

Cuanto mayor sea el coeficiente de temperatura de potencia, mejor será el módulo, ya que este nos muestra el comportamiento de los módulos en cuanto a la variación de la irradiación para temperatura constante; cuanto más pequeño sea las pérdidas serán mayores, en cuanto a generación de potencia que se refiere.



A continuación se muestra en la siguiente tabla y figura (Tabla 5.6.5. y Figura 5.6.5.) una comparativa, a modo de resumen, de los coeficientes de temperatura de corriente de los cuatro módulos:

Tabla 5.6.5. Variaciones de la potencia máxima respecto a la irradiancia para temperatura constante

| Módulo | A | B | C | D |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Variación [% / (W/m)] | 0,1354 | 0,1884 | 0,1543 | 0,1601 |

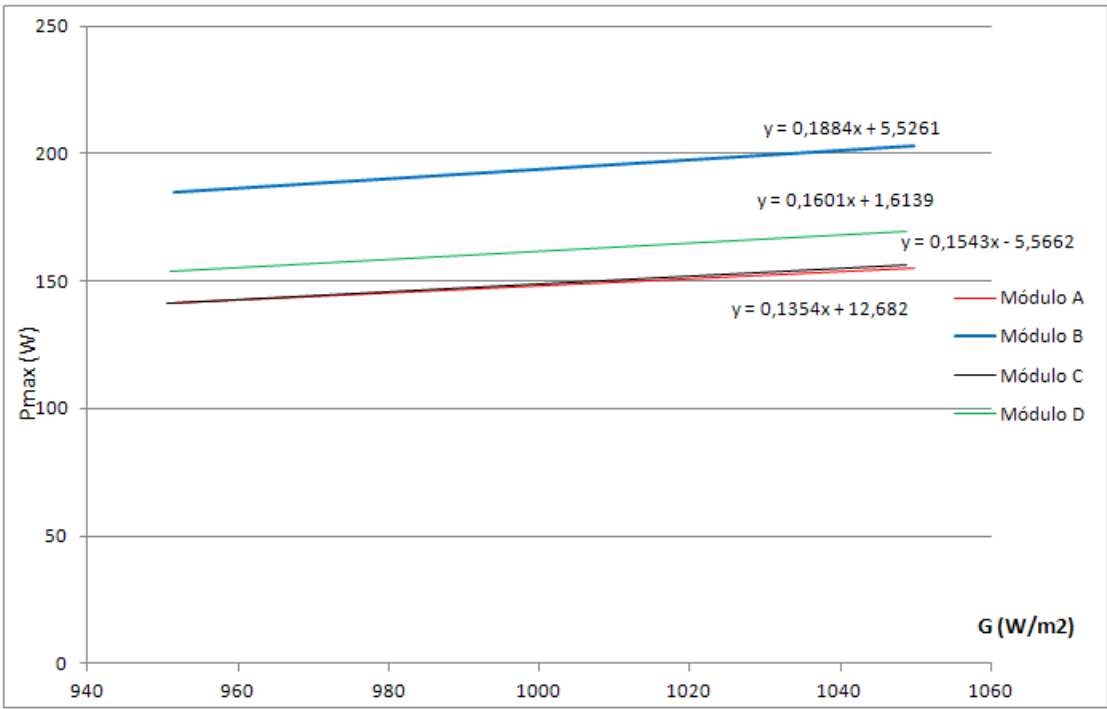


Figura 5.6.5. Comparación de todos los módulos de la potencia máxima en función de la irradiancia para temperatura constante del módulo fotovoltaico D



6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

6.1. CONCLUSIONES FINALES.

Analizando los datos obtenidos de las curvas características de los módulos que se estudiaron en el apartado 5, observando se puede deducir que los módulos policristalinos (módulos B y C) trabajan de forma similar teniendo unos coeficientes de temperaturas de corriente de cortocircuito y coeficiente de temperaturas de tensión de circuito abierto muy similares. Entre los dos módulos policristalinos destacamos el de tipo B ya que obtiene valores de corriente, tensión y potencia mayores; esto se debe a que las dimensiones de este respecto al módulo C son mayores, tanto en longitud, en altura y en anchura.

El módulo monocristalino A se comporta de forma equivalente a todos los módulos policristalinos teniendo el monocristalino unas pérdidas de corriente, respecto a la temperatura, menores que los policristalinos.

El módulo D genera unos rangos de valores de corriente, tensión y potencia menores que los monocristalinos y policristalinos, pero los coeficientes de temperatura de corriente de cortocircuito y de potencia máxima son menores que las otras dos tecnologías. De forma general se puede matizar que los módulos de silicio amorfo híbrido suelen trabajar a rangos inferiores que los módulos monocristalinos y policristalinos. Otro dato a destacar es que este tipo de módulo es más ligero y con dimensiones de longitud y espesor menor en comparación con el resto de módulos.

Además se obtiene un comportamiento idéntico entre todas las tecnologías, ya que están compuestas todas de silicio, trabajando siempre los módulos monocristalinos a rangos superiores y pérdidas menores.

Si nos fijamos ahora en el estudio realizado sobre el comportamiento de los módulos respecto a la corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y potencia máxima respecto a la irradiancia para una temperatura constante de $50 \pm 0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$



todos se comportan de forma similar debido a que el material de que están constituidos son los mismos, silicio, destacando unos incrementos de irradiancia menores en el módulo B.

Teniendo en cuanto lo expresado anteriormente y analizando adicionalmente las características teóricas dadas por los fabricantes y comparándolas con las reales tal y como se vio en el apartado 1, se puede concluir que los módulos cristalinos y especialmente los monocristalinos son los que mejor rendimiento muestran, además su curva característica real se parece más a la teórica que cualquier otra tecnología.

Por tanto se puede afirmar que para el clima Madrileño los módulos que hoy en día dan mejor resultado son los módulos monocristalinos, que es el módulo A estudiado

6.2. TRABAJOS FUTUROS.

Con las conclusiones obtenidas en este trabajo, se puede seguir analizando a lo largo de los años, el deterioro que pueden sufrir los módulos fotovoltaicos. De esta manera se podría llegar a conclusiones más fiables en cuanto a la eficiencia de los módulos según sus años de uso y cuan diferentes trabajan en función de su deterioro.

Además se podría analizar el funcionamiento de estos mismos módulos en otros climas, para comprobar la variación de los resultados obtenidos.



7. REFERENCIAS.

- **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Ref.: Título. Autor. Editorial. Año edición

- [1] Guía completa de la energía solar fotovoltaica. José M. Fernández Salgado. AMV ediciones. 2007.
- [2] Informe anual ASIF. 2009.
- [3] Energía solar fotovoltaica. Perales Benito, Tomas. Creaciones Copyright. 2008.
- [4] Energía Solar fotovoltaica. 3º edición. Tobajas Vázquez, Carlos. Ceysa Cano Pina,S.L, ediciones 2008.
- [5] Energía solar fotovoltaica: Manual del instalador. VV. AA. Junta de Castilla y León. 2004.
- [6] Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. Miguel Pareja Aparicio. Marcombo S.A. 2009.
- [7] Energía solar fotovoltaica: Manual práctico (adaptado al nuevo código técnico de la edificación. Labouret, A y Villos, M. Antonio Madrid Editores. 2008.



REFERENCIAS VIA-WEB

Ref.: Página Web, fecha:

- [8] <http://www.solarweb.net/solar-fotovoltaica.php> [septiembre2011]
- [9] <http://html.rincondelvago.com/energia-fotovoltaica.html> [septiembre 2011]
- [10] http://www.solarpedia.es/index.php/C%C3%A9lula_solar [septiembre 2011]
- [11] <http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm#comofunciona>
[octubre 2011]
- [12] <http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm#Tiposdepaneles>
[octubre 2011]
- [13] <http://www.kippzonen.com/?product/1371/CMP+11.aspx> [septiembre 2011]
- [14] <http://www.pv-engineering.de/en/products/pvpm2540c.html> [septiembre 2011]



8. ANEXOS.

8.1. NORMATIVA.

Las actuales normas vigentes en cuanto a energía solar, energía fotovoltaica, módulos fotovoltaicos y células solares son las siguientes:

- UNE 20460-7-712:2006: Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- UNE 206001:1997 EX: Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- UNE-EN 50380:2003: Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 50461:2007: Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.
- UNE-EN 60891:1994: Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino. (Versión oficial EN 60891:1994).
- UNE-EN 60904-10:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- UNE-EN 60904-1:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos. (Versión oficial EN 60904-1:1993).



- UNE-EN 60904-1:2007: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos. (IEC 60904-1:2006).
- UNE-EN 60904-2/A1:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE-EN 60904-2:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: requisitos de células solares de referencia. (Versión oficial EN 60904-2:1993).
- UNE-EN 60904-2:2008: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia. (IEC 60904-2:2007).
- UNE-EN 60904-3:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (fv) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- UNE-EN 60904-5:1996: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.
- UNE-EN 60904-6/A1:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 60904-6:1997: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 60904-7:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.



- UNE-EN 60904-8:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).
- UNE-EN 60904-9:2008: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 9: Requisitos de funcionamiento para simuladores solares.
- UNE-EN 61194:1997: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 61215:2006: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61345:1999: Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61646:1997: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61646:2009: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61683:2001: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 61701:2000: Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61702:2000: Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acoplo directo.



- UNE-EN 61724:2000: Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE-EN 61725:1998: Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61727:1996: Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- UNE-EN 61730-1:2007: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción. (IEC 61730-1:2004, modificada).
- UNE-EN 61730-2:2007: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos. (IEC 61730-2:2004, modificada).
- UNE-EN 61829:2000: Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- UNE-EN 62093:2006: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales (IEC62093:2005).
- UNE-EN 62124:2006: Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño. (IEC 62124:2004).
- CEI 60364-7-712:2002: Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).



- CEI 60904-10:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- CEI 60904-1:2006: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos.
- CEI 60904-2:1989: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- CEI 60904-2:1989/A1:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- CEI 60904-2:2007: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia.
- CEI 60904-5:1993: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.
- CEI 60904-8:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).
- CEI 60904-9:2007: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 9: Requisitos de funcionamiento para simuladores solares.
- CEI 61194:1992: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- CEI 61215:1993: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.



- CEI 61215:2005: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- CEI 61345:1998: Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- CEI 61646:2008: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- CEI 61683:1999: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- CEI 61701:1995: Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- CEI 61702:1995: Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acoplo directo.
- CEI 61725:1997: Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- CEI 61727:1995: Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- CEI 61730-1:2004: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- CEI 61730-2:2004: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
- CEI 61829:1995: Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino - Medida en el sitio de características I-V.



- CEI 62093:2005: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- CEI 62124:2004: Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño.

8.2. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS.

En este apartado se pueden observar las hojas de características de los aparatos usados en el proyecto.



Kipp & Zonen Pyranometer CMP Series

Order-No: P 6343 CMP 11

WMO recommended value transmitter for the determination of global radiation.

Applicable as reference instrument due to its measurement precision.

- Classified according to: Secondary Standard, WMO & ISO 9060
- Easy to adjust horizontally due to adjustable feet and a level
- Response time (95%) 5s
- Measuring range 0 - 4000 W/m²
- Sensitivity 7 - 14 $\mu\text{V/W/m}^2$
- Spectral range 285 to 2800
- Non-linearity $\pm 0.2 \%$ (0 - 1000 W/m²)
- Internal resistance 10 - 100 Ohm
- Time constant 1/e 4s; 99% 24s
- Ambient temp. - 40 to + 80°C
- Sensor type 100 thermo couples
- Cable 10 m long
- Dimensions $\varnothing 150 \times 92$ mm, weight 0.85 kg
- Delivery includes calibration certificate



Manufacturer: Kipp & Zonen

PVPM | 2540C
6020C
1000C
1000C40

pve
Photovoltaik
Engineering

Peak Power Measuring Device and Curve Tracer for Photovoltaic Modules

The devices of type PVPM enable the measurement of the I-V-curve of photovoltaic modules as well as of strings. By a newly developed procedure the device can measure and calculate the peak power P_{pk} , the R_s and R_p directly at the place of assembly of the PV system. Calculation results and the diagram can be displayed on the internal LCD-display.

The peak power is the power of a module under Standard Test Conditions (STC) [1]. So far the very complex measurement of the peak power was possible only in particularly suited laboratories. By a new procedure [2], which was developed by Professor Wagner at the University of Applied Sciences Dortmund (patented), the measurement with the PVPM can easily be performed.

So the quality control of a PV system can be executed fast and economically. This simple and



meaningful check in practice serves the certainty of the customer and also that of the installer. Beyond that the measured I-V-curves permit further explanations about the electrical characteristics of the verified module or string. So the PVPM is suitable as well as an instrument in research as for development purposes.

The Device

The PVPM is a mobile measuring device with integrated battery supply and charge controller in a durable metal housing. The device has its own industrial miniature PC and a high-contrast LCD display and thus its function is independent of other devices. However if desired a PC can be attached for data transfer and further analysis of

the measured values over a standard interface. The PVPM is operated comfortably over few keys and an on-screen menu. The functions are defined self-describing and the user is always led by the program. So no long training activities for the operating staff are necessary.

The Measurement

The PVPM automatically measures the I-V-characteristic of the generator at a capacitive load. From the measured data it calculates the effective solar cell characteristic, P_{pk} and R_s . [2], [3]. The I-V-characteristic can be shown directly on the LCD display. After the measurement the data are stored automatically in a non-volatile storage and so are available also later (in the office) [4]. The device internally stores the data of several 1000 measurements.

The following results are displayed:

Permanent values:

Peak Power P_{pk}
Internal Series Resistance R_s
Internal Parallel Resistance R_p

Current values, depending on irradiation and temperature:

V_{pmx} , I_{pmx} , P_{pmx}
 V_{oc} , I_{sc} , FF , T_{mod} , E_{eff}

[1] IEC60904-3: STC= Irradiance 1000 W/m², Spectrum AM=1.5, Cell Temperature 25°C.

[2] Wagner A.: Peak Power and Internal Series Resistance Measurement under Natural Ambient Conditions.-EuroSun Copenh. 2000.

[3] Bendel C., Wagner A.: Photovoltaic Measurement relevant to the Energy Yield. - WCPEC3 Osaka 2005

[4] Schulz K.M., Wagner A.: Die Effektive Solarzellenkennlinie. - Anwendung Teilzeit-Berechnung. Staßfurt. 2002



PVPM 2540C / 6020C / 1000C / 1000C40

Technical Data (subject to change)

Construction with sturdy metal housing, adjustable carrying handle, durable plastic foil front plate

Measurement and Evaluation Unit

Industrial class PC, Flash data storage 512MB (sufficient for several 1000 measurements)

No mechanically moved parts such as fixed disks, exhaust or similar

Sampling rate max. 100kHz, resolution 12Bit

Measuring accuracy for the I-V-characteristic better 1%, for the peak performance $\pm 5\%$

Four-wire-measurement leads avoids systematic errors in voltage measurement

Measuring period single measurement below 2 seconds (100 pairs of measured values)

Irradiation reference sensor (Phox) with integrated Pt100/Pt1000 temperature sensor

Optional additional measurement of the back surface temperature of the module under test

Other commercially available irradiance reference sensors can be used

| Measuring Range | Voltage dc | Current dc | Temperature | Irradiance |
|-----------------|-------------------------|-------------------|-------------------------------|--|
| PVPM2540C | 25 / 50 / 100 / 250 V | 2 / 5 / 10 / 40 A | -40°C - +120°C with Pt1000 | 0 - 1300 W/m ² (Standard-Sensor) |
| PVPM6020C | 25 / 100 / 300 / 600 V | 2 / 5 / 10 / 20 A | | |
| PVPM1000C | 25 / 100 / 500 / 1000 V | 2 / 5 / 10 / 20 A | | |
| PVPM1000C40 | 25 / 100 / 500 / 1000 V | 2 / 5 / 10 / 40 A | | |

The measuring ranges can be combined among each other.

The measuring instrument automatically selects an optimal measuring range.

Display

Large daylight-capable LCD with LED backlight, resolution 256 x 128 pixels, monochrome

Representation black text on white background, thus high contrast

Operation

Menu controlled by plastic foil keyboard directly at the device

Operation and analysis alternatively with MS-Windows® application, communication via RS232

Voltage Supply

Lead Acid accumulator 12V/3.4Ah (continuous operation 3h), optionally 12V/7.2Ah

External power supply with wide range input 90-264Vac, 47-63Hz, UL-approved, power 40W

Internal automatic battery charge controller with overloading protection

Display of the charge state over control LED at the front side of the housing

Dimensions

Width: 48cm, height: 16cm, depth: 35cm, weight: about 9.9kg (PVPM2540C), 10.9kg (PVPM1000C40)

Operating Conditions

| | Temperature | Dampness |
|-----------|---------------|-----------------------------|
| Operation | 0°C to 40°C | 10% to 90% (non-condensing) |
| Storage | -10°C to 85°C | 5% to 95% |

Scope of Supply

- Measuring instrument in sturdy metal housing with adjustable carrying handle
- Battery supply, external power supply for battery charging and line operation
- 4-wire-lead (10 meters, more on request)
- Standardised radiation sensor Phox and integrated temperature sensor Pt1000 with lead
- USB cable for linking an evaluation PC
- Control software for MS Windows® 2000, XP, Vista, 7
- Users Manual
- External Santon Security Switch 1000V / 32A
- Plastic case for leads and sensor

Optionally available

- Software for MS Windows for the automatic generation of test reports
- Test lead with 15 or 25 m (other lengths on request)
- Housing optionally as 19" rack mounting cover.

Warranty

We grant a warranty of 24 months starting from date of purchase on production and material defects as well as 12 months free updates of the firmware (download from Internet: www.pv-e.de)

PV-Engineering GmbH * Augustastraße 24 * DE-58644 Iserlohn * Germany * Tel: +49 (0)2371 1595347 * Fax: +49 (0)2371 1595348
e-mail: info@pv-engineering.de * www.pv-engineering.de

Rev. 03/2011

MÓDULO A

185 Watt Maximum Power MONO-CRYSTALLINE SOLAR PANEL

Features

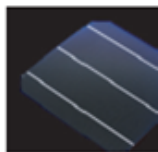
- High conversion efficiency based on leading innovative photovoltaic technologies
- High reliability with guaranteed $\pm 3\%$ power output tolerance, ensuring return on investment
- Attractive appearance
- Withstands high wind-pressure and snow load, and extreme temperature variations
- Easy to install

Quality and Safety

- 25-year power output transferable warranty with PICC insurance
- Rigorous quality control meeting the highest international standards
- ISO 9001:2000 (Quality Management System) and ISO 14001:2004 (Environmental Management System) certified factories manufacturing world class products
- IEC61215, Safety class II, conformity to CE

Recommended Applications

- Residential roof top systems
- On-grid utility systems
- On-grid commercial systems



yields improvements to BSF structure and anti-reflective coating to increase conversion efficiency



Unique design on drainage holes and rigid construction prevents frame from deforming or breaking due to freezing weather and other forces



The panel provides more field power output through an advanced cell texturing and isolation process, which improves low irradiance performance

MÓDULO A

Electrical Characteristics

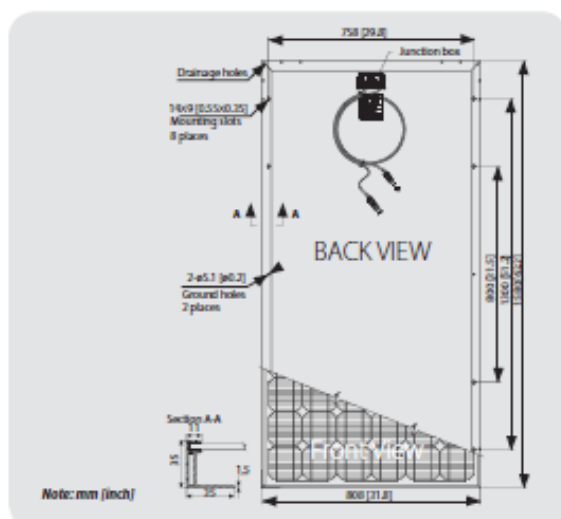
Characteristics

| | | | | |
|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Open - Circuit Voltage (Voc) | 45.0V | 44.8V | 44.7V | 44.4V |
| Optimum Operating Voltage (Vmp) | 36.4V | 36V | 35.8V | 35.6V |
| Short - Circuit Current (Isc) | 5.43A | 5.29A | 5.23A | 5.15A |
| Optimum Operating Current (Imp) | 5.09A | 5A | 4.9A | 4.8A |
| Maximum Power at STC (Pmax) | 185Wp | 180Wp | 175Wp | 170Wp |
| Operating Temperature | -40°C to +85°C | -40°C to +85°C | -40°C to +85°C | -40°C to +85°C |
| Maximum System Voltage | 1000V DC | 1000V DC | 1000V DC | 1000V DC |
| Maximum Series Fuse Rating | 15A | 15A | 15A | 15A |
| Power Tolerance | ±3 % | ±3 % | ±3 % | ±3 % |

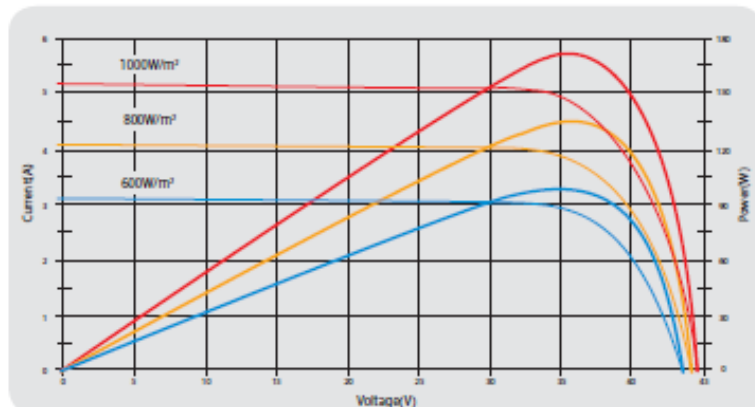
STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5

Mechanical Characteristics

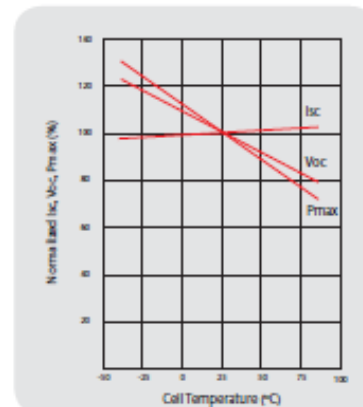
| | |
|---------------|---|
| Solar Cell | Mono-crystalline 125×125mm (5Inch) |
| No. of Cells | 72 (6×12) |
| Dimensions | 1580×808×35mm (62.2×31.8×1.4Inch) |
| Weight | 15.5kg (34.1lbs) |
| Front Glass | 3.2 mm (0.13Inch) tempered glass |
| Frame | Anodized aluminium alloy |
| Junction Box | IP65 rated |
| Output Cables | LAPP 4.0mm ² (0.006Inch ²), asymmetrical lengths (-) 1200mm(47.2Inch) and (+)800mm(31.5Inch), MC Plug Type IV connectors |



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (175W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



MÓDULO B

Módulo Fotovoltaico Profesional

FUNCIONALIDAD ECOLÓGICA

Módulo B utiliza materiales de última generación para fabricar sus módulos fotovoltaicos. Los módulos de 60 células policristalinas permiten la construcción de este tipo de módulos de alta potencia, lo que simplifica la instalación de los sistemas de conexión a red y sistemas de bombeo de agua directo. Estos módulos se agrupan en la gama de alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

MATERIALES

El largo bagaje de Módulo B en la fabricación de módulos fotovoltaicos, sitúa a la empresa en una posición inmejorable a la hora de elegir los materiales más adecuados para su producción, lo que significa garantía de calidad para sus productos.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de Módulo B, se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado, cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje, que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto, sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

CALIDAD

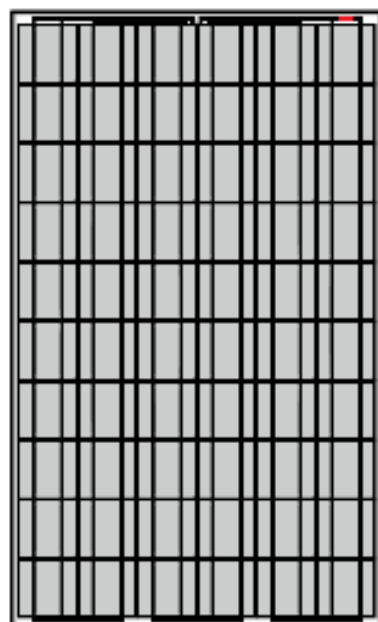
Todos los productos de Módulo B se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictadas por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos cumple con las directivas europeas 2006/95/EC, con la IEC 61215 e IEC 61730 a 1000Voc. Entre otras pruebas, los módulos han sido sometidos a 200 ciclos frío-calor de -40°C a +85°C, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola de 25,4mm de diámetro a una velocidad de 82 Km/h, once veces sobre el módulo.

La caja de conexiones QUAD 2 dispone de un grado de estanqueidad IP 54, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5mm hasta 10mm.

Estos módulos van provistos de cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos de seguridad, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

GARANTÍA

GARANTÍA de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 3 años contra los defectos de fabricación.



CARACTERÍSTICAS

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados Módulo B medidos en la salida de los terminales, al final del proceso de fabricación.

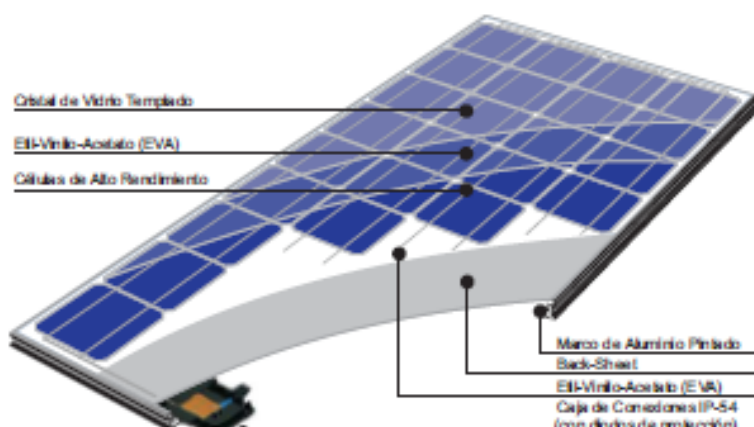
Mediciones realizadas conforme a ASTM E1036 corregidas a las condiciones de prueba estándar (STC): radiación 1KW/m^2 , distribución espectral AM (masa de aire) 1,5 ASTM E892 y temperatura de célula de 25°C .

La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos refleja esta dispersión.

Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación fotónica que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta un 3%.

Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de $0,8\text{KW/m}^2$, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s .

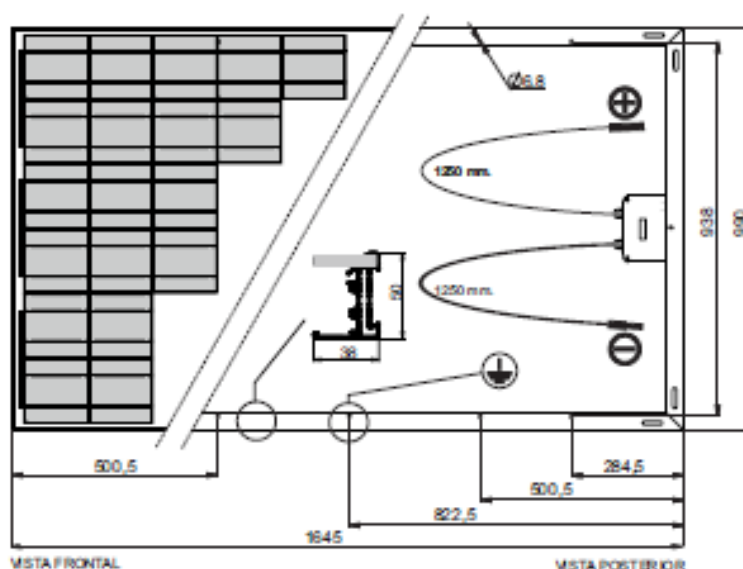
Dado que la pintura del marco es un aislante eléctrico, habrá que erosionar el punto de contacto con el cable de tierra para asegurar la continuidad a tierra.



| CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS | | MÓDULO B | | |
|---|---------|-------------|---------|--|
| Potencia (W en prueba $\pm 2\%$) | 214 W | 222W | 230W | |
| Número de células en serie | | 60 | | |
| Eficiencia del módulo | 12,64% | 13,63% | 14,10% | |
| Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp) | 7,26A | 7,44A | 7,62A | |
| Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp) | 29,42 V | 29,84 V | 30,20 V | |
| Corriente en Cortocircuito (Isc) | 7,80 A | 7,96 A | 8,12 A | |
| Tensión de Circuito Abierto (Voc) | 37,00 V | 37,20 V | 37,40 V | |
| Coefficiente de Temperatura de Isc (α) | | 0,05%/°C | | |
| Coefficiente de Temperatura de Voc (β) | | -0,35%/°C | | |
| Coefficiente de Temperatura de P (γ) | | -0,46%/°C | | |
| Máxima Tensión del Sistema | | 1000 V | | |
| CARACTERÍSTICAS FÍSICAS | | | | |
| Dimensiones (mm.) | | 1645X990X50 | | |
| Peso (aprox.) | | 23 Kg | | |

Especificaciones eléctricas medidas en STC, TONC: $47\pm 2^\circ\text{C}$.

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.



MÓDULO C

SPRUCE LINE™ photovoltaic modules

Safety, Installation and Operation Manual



ELECTRICAL EQUIPMENT — CHECK WITH YOUR INSTALLER

Line photovoltaic (PV, solar electric) modules are designed to produce DC electrical energy from light.

This manual contains important safety, installation and operating information with which you should be familiar before using Evergreen Solar modules.



General Information

- All installation and safety instructions should be understood before attempting to install, wire, operate and maintain the module.
- When installing, observe all local, regional, national and international statutory regulations, guidelines, norms and code requirements.
- Installation or maintenance should only be performed by licensed and qualified professionals.
- Modules produce voltage even when not connected to an electrical circuit or load. Modules produce nearly full voltage when exposed to as little as 5% of full sunlight, and both electrical current and power increase with light intensity.
- Modules can produce higher output than the rated specifications.
- Industry standard rated specifications are made at conditions of 1000W/m² irradiance and 25°C (77°F) solar cell temperature. Colder temperatures can substantially increase voltage and power.
- Ensure that modules are only subjected to ambient temperatures in the range -40 to +80°C (-40 to +176°F).
- Reflection from snow, water or other surfaces can increase light and therefore increase both the current and power generated by the module.
- Do not artificially concentrate light on the module.
- Modules are intended for outdoors, land-based applications only. Modules are not intended for use indoors or application on moving vehicles of any kind.
- Excluded applications also include, but are not limited to, installations where modules come into contact with salt water or where likely to become partially or wholly submerged in fresh or salt water, examples of which include boats, docks and buoys.
- Use only equipment, connectors, wiring and support frames suitable for use in a solar electric system.
- Follow all safety precautions of other used components.

Handling Safety

- Do not use the junction box to hold or transport the module.
- Do not stand or step on the module.
- Do not drop module or allow objects to fall on module.
- Do not damage or scratch the rear surface of the module.
- Avoid setting the module down hard on any surface, particularly when placing it on a corner.
- Do not disassemble, modify or adapt the module or remove any part or labeling installed by Evergreen Solar. Doing so will void the warranty.
- Do not drill holes in the frame or glass of the module. Doing so will void the warranty.
- Do not apply paint or adhesive to the rear surface of the module.
- Never leave a module unsupported or unsecured.
- Modules are constructed with tempered glass, but must still be handled with care.
- A module with broken glass or torn back-skin cannot be repaired and must not be used since contact with any module surface or the frame can produce electrical shock.

- Broken or damaged modules must be handled carefully and disposed of properly. Broken glass can be sharp and cause injury if not handled with the appropriate protective equipment.
- Work only under dry conditions, and use only dry tools. Do not handle modules when they are wet unless wearing the appropriate protective equipment.

Installation Safety

- Keep children away from the system and modules when installing.
- Do not carry out installation work when there are strong winds.
- When installing modules above ground, avoid any possible falling or other safety hazards by following appropriate safety practices and using required safety equipment.
- Solar electric modules have no on/off switch. Modules can be rendered inoperative only by removing them from light, or by fully covering their front surface with an opaque material, or by working with modules face down on a smooth, flat surface.
- When working with modules in light, follow all applicable regulation regarding working with live electrical equipment.
- Do not touch electrical terminals or the ends of any wire while the module is exposed to light or while installing the module.
- Do not wear metallic jewelry while performing mechanical or electrical installation.
- Never open electrical connections or unplug connectors while the circuit is under load.
- Contact with electrically active parts of the modules, such as terminals, can result in burns, sparks and lethal shock whether the module is connected or disconnected.
- Always use insulated tools and rubber gloves that are approved for working on electrical installations.

Fire Safety

- Refer to your local authority for guidelines and requirements for building or structural fire safety.
- The roof construction and installation may affect the fire safety of a building; improper installation may contribute to hazards in the event of fire.
- For roof application, the modules should be mounted over a fire resistant covering rated for the application.
- It may be necessary to use components such as earth ground fault circuit breakers, fuses and circuit breakers.
- Do not use modules near equipment or locations where flammable gases can be generated or can collect.

Electrical Installation

- Avoid all electrical hazard when installing, wiring, operating and maintaining a module.
- If the total DC system voltage exceeds 100V, the system must be installed, commissioned and maintained by a licensed electrician unless local electrical codes determine otherwise.
- Contact with a DC voltage 30V or more is potentially hazardous.
- Do not use modules of different electrical or physical configurations in the same system.



MÓDULO C

- The maximum open circuit voltage of the system must not be greater than the specified maximum system voltage for the module.
- Module frames should be connected to an earth ground for safety and protection from lightning.
- The module frame is provided with grounding holes that accommodate self-tapping screws. A #10-32 stainless steel thread cutting screw is recommended.
- All Evergreen Solar modules are equipped with factory-installed wires and quick connectors. Modules have been designed to be easily interconnected in series.
- Use system wiring with suitable cross-sectional area and connectors that are approved for use at the maximum short-circuit current of the module.
- Match the polarities of cables and terminals when making the connections; failure to do so may result in damage to the module.
- When reverse currents can exceed the value of the maximum protective fuse marked on the back of the module, a properly rated and certified over-current device (fuse or circuit breaker) must be connected in series with each module or string of modules.
- The rating of the over-current device shall not exceed the value of the maximum protective fuse marked on the back of the module.
- The module contains factory installed bypass diodes located inside the junction box.
- The junction box is not designed or certified to be field accessible or maintainable and should under no circumstances be opened. Opening the junction box may void the warranty.
- Modules with a suspected electrical problem should be returned to Evergreen Solar for inspection and possible repair or replacement as per the warranty conditions provided by Evergreen Solar.
- Warning: connecting modules in reverse polarity to a high current source, such as a battery, will destroy the bypass diodes and render the module inoperative. Bypass diodes are not user replaceable.

Mechanical Installation

- Modules should be mounted to maximize direct exposure to sunlight and to eliminate or minimize shading.
- Even partial shading can substantially reduce module and system output.
- Modules must be securely fastened using support frames or mounting kits specialized for PV applications.
- Modules may be mounted at any angle from vertical to horizontal orientation.
- Care must be taken to avoid low tilt angles which may cause dirt to build-up on the glass against the frame edge.
- Dirt build-up on the surface of the module can cause active solar cells to be shaded and electrical performance to be impaired.
- Contact Evergreen Solar for more information regarding minimum recommended tilt angles for specific module products.
- For roof mounted systems, provide adequate rear ventilation under a module for cooling (100mm: 4in gap minimum).
- Clearance of 7mm: 3/8 in or more between modules is required to allow for thermal expansion of the frames.
- Always keep the back surface of the module free from any foreign objects or structural elements which could come into contact with the module, especially when the module is under mechanical load.
- Ensure modules are not subjected to wind or snow loads in excess of the maximum permissible loads and are not subjected to excessive forces due to thermal expansion of the support structure.
- Evergreen Solar permits several different mounting methods. The permissible mounting methods and maximum permissible wind and snow loads are detailed in the "Mounting Design Guide" available from Evergreen Solar.
- For permission to use mounting methods not described in the "Mounting Design Guide", please consult Evergreen Solar. Failure to do so will void the warranty and module certification.

- Always follow the mounting equipment vendors' installation instructions in addition to the instructions found in the "Mounting Design Guide". In cases where the vendors' instructions are more stringent than those detailed in the "Mounting Design Guide", the vendors' instructions shall apply.
- In cases where the maximum permissible loading determined by the mounting equipment vendor is less than the maximum permissible load stated in the "Mounting Design Guide", the maximum loads determined by the vendor should always be used.
- The maximum permissible loads apply to uniformly distributed wind or snow loading. Care should be taken to avoid mounting modules in areas that are prone to drifting snow, ice and/or ice dam formation.

Operation and Maintenance

- No routine maintenance is required. However it is advisable to perform periodic inspection of the modules for damage to glass, back-skin, frame, junction box or external electrical connections.
- Check electrical connections for loose connections and corrosion.
- PV modules can operate effectively without ever being washed, although removal of dirt from the front glass can increase output.
- Evergreen Solar modules use front glass with a wear resistant and durable anti-reflection coating designed to improve electrical performance.
- Water can be used for regular washing or rinsing of the coated front glass to remove dust, dirt or other deposits.
- To remove ingrained dirt, the coated glass can be washed with a micro-fiber cloth and ethanol or a conventional glass cleanser.
- No aggressive and abrasive cleansers or chemicals should ever be used on the coated front glass. No alkali based chemicals should be used, including ammonia based solutions.
- Always wear rubber gloves for electrical insulation whilst maintaining, washing or cleaning modules.

Underwriters Laboratories Information (U.S. only)

- Under normal conditions, a photovoltaic module is likely to experience conditions that produce more current and/or voltage than reported at Standard Test Conditions. Accordingly, the values of Isc and Voc marked on this module should be multiplied by a factor of 1.25 when determining component voltage ratings, conductor capacities, fuse sizes, and size of controls connected to the PV output.
- Refer to section 690-8 of the National Electric Code (NEC) for an additional multiplying factor of 125% (80% de-rating) which may be applicable.
- Conductor recommendations: single conductor cable, type USE-2 (non-conduit), 8-14AWG (2.5-10mm²).

Disclaimer of Liability

Since the use of this Safety, Installation and Operation Manual and the conditions or methods of installation, operation, use and maintenance of the module are beyond Evergreen Solar control, Evergreen Solar does not assume responsibility and expressly disclaims liability for loss, damage, injury or expense arising out of or in any connected with such installation, operation, use or maintenance of the module.

Evergreen Solar assumes no responsibility for any infringement of patents or other rights of third parties that may result from use of the module. No license is granted by implication or otherwise under any patent or patent rights.

The information in this Manual is based on Evergreen Solar knowledge and experience and is believed to be reliable; but such information including product specifications (without limitation) and suggestions do not constitute a warranty, expressed or implied. Evergreen Solar reserves the right to make changes to the product, specifications or this Manual without prior notice.

Note: This document may be provided in multiple languages. If there is a conflict among versions, the English language version dominates.

MÓDULO C

Electrical Specifications at STC*

| MÓDULO C | | | | | | | |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| P_{imp} (W) | 160 | 170 | 180 | 190 | 195 | 200 | |
| P_{imp} (%) | 141,6 | 150,6 | 159,7 | 168,8 | 173,3 | 177,9 | |
| V_{imp} (V) | 25,1 | 25,3 | 25,9 | 26,7 | 27,1 | 27,5 | |
| I_{imp} (A) | 6,38 | 6,72 | 6,95 | 7,12 | 7,20 | 7,28 | |
| V_{oc} (V) | 32,1 | 32,4 | 32,6 | 32,8 | 32,9 | 33,2 | |
| I_{sc} (A) | 7,29 | 7,55 | 7,78 | 8,05 | 8,15 | 8,25 | |

| | |
|---|-----------------------------|
| Number of Cells | 108 |
| Bypass Diodes | 3 x Type AR2510, 1000V, 25A |
| Max. Series Fuse/ Max. Reverse Current | 15A |
| UL Rated System Voltage | 600V Maximum |
| TUV Rated System Voltage | 1000V Maximum |

Electrical Specifications at NOCT***

| | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| T_{case} ($^{\circ}\text{C}$) | 45.9 | 45.9 | 45.9 | 45.9 | 45.9 | 45.9 |
| P_{avg} (W) | 112.7 | 120.4 | 129.0 | 136.7 | 140.1 | 143.2 |
| V_{avg} (V) | 22.2 | 22.7 | 23.3 | 23.8 | 23.9 | 24.0 |
| I_{avg} (A) | 5.08 | 5.30 | 5.53 | 5.75 | 5.86 | 5.97 |
| V_{in} (V) | 28.8 | 29.3 | 29.8 | 30.3 | 30.5 | 30.7 |
| I_{in} (A) | 5.68 | 5.94 | 6.20 | 6.46 | 6.59 | 6.72 |

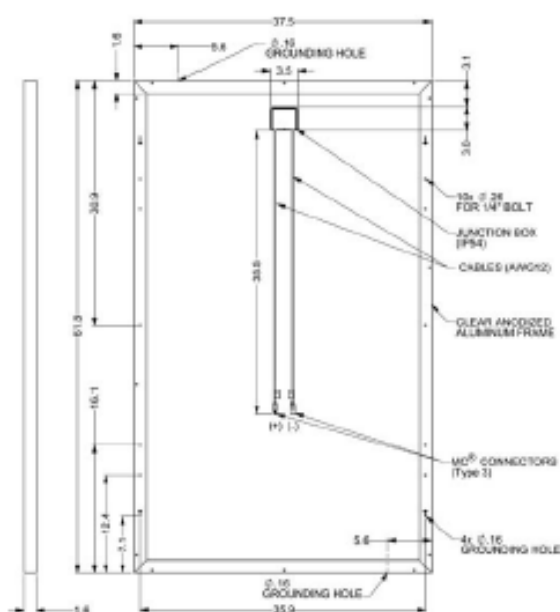
* At Standard Test Conditions: 1000W/m², 25°C cell temperature, AM 1.5 spectrum. Minimum specified power rating is 5% below P_{06} for ES-160 and ES-170 products, 2% below P_{06} for ES-180 and ES-190 products and 0% below P_{06} for ES-195 and ES-200 products; other specifications are $\pm 10\%$. Specifications subject to change without notice. Warranty details available on request.

^{***} At PTC (PV-USA Test Conditions): 1000W/m², 20°C ambient temperature, 1 m/s wind speed

*** At Nominal Operating Cell Temperature Conditions: 800W/m², 20°C ambient temperature, wind velocity 1m/s, AM 1.5 spectrum.

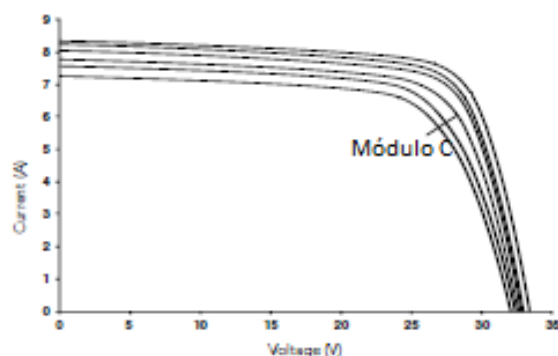
The relative reduction of module efficiency at 200 W/m² irradiance in relation to 1000 W/m² both at 25°C cell temperature and spectrum AM 1.5 is 0%.

Mechanical Specifications



All dimensions in inches; Weight: 40.1 lbs. (18.2 kg)

I-V Characteristics



MÓDULO D

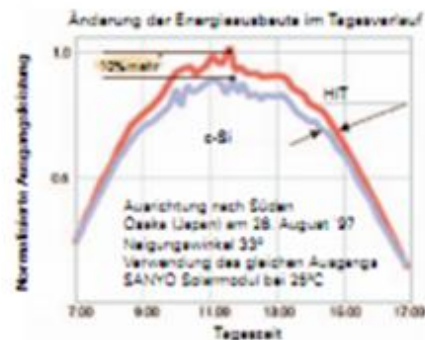
Die **MÓDULO D** (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) -Solarzelle besteht aus monokristallinen Hybrid-Wafern, beschichtet mit dünnem amorphem Silizium. Dieses Produkt wird nach den modernsten Herstellungsverfahren gefertigt und liefert den höchsten Wirkungsgrad und Nutzwert der Branche.



Hoher Wirkungsgrad

Leistungstarke Zelle: **17,3%**, Modul: **15,2%**
HIT-Zellen und -Module weisen den weltweit höchsten Wirkungsgrad bei kommerziellen Solarprodukten auf.

Hoher Wirkungsgrad bei hohen Temperaturen
Die HIT-Solarzellen gewährleisten im Gegensatz zu herkömmlichen Solarzellen aus kristallinem Silizium auch bei hohen Temperaturen einen hohen Wirkungsgrad.



Umweltfreundlichkeit

Da bei der HIT-Solarzelle für den Aufbau der Halbleiterübergänge eine Temperatur von lediglich **200°C** (konventionelle Solarzelle aus kristallinem Silizium: ca. **900°C**) ausreicht, kann die Herstellung mit **geringerem Energieaufwand** vorgenommen werden.

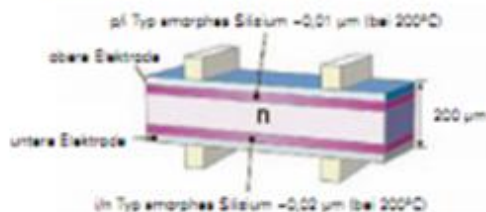
Aufgrund der Stärke der HIT-Solarzelle von nur etwa **200 µm** (konventionelle Solarzelle aus kristallinem Silizium ca. **350 µm**) wird zur Herstellung weniger Siliziummaterial benötigt.

Hohe Qualität

Hohe Qualitätsmaßstäbe durch Einhaltung der Normen **ISO 9001** und **14001**

Die HIT-Solarzellen und -Module werden laufend geprüft und durchgemessen, um sicherzustellen, dass sie alle elektrischen, mechanischen und optischen Anforderungen erfüllen.

Aufbau der HIT-Solarzelle



Unterstützt durch die New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEED) in Japan.



Elektrische und mechanische Eigenschaften

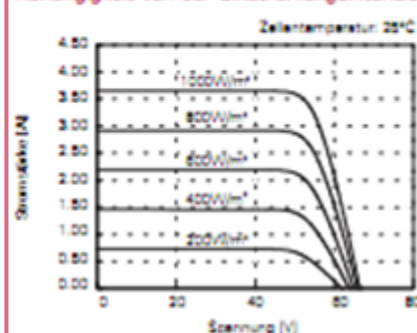
MÓDULO D

Elektrische Daten

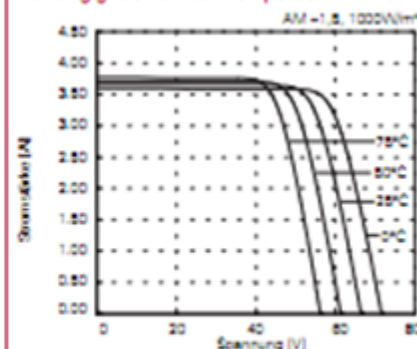
| | | |
|---|-----------|--------|
| Nennleistung (P _{max}) | [W] | 180 |
| Spannung, max. (V _{mp}) | [V] | 54,0 |
| Stromstärke, max. (I _{mp}) | [A] | 3,33 |
| Leerlaufspannung (V _{oc}) | [V] | 66,4 |
| Kurzschlussstrom (I _{sc}) | [A] | 3,65 |
| Garantierte Mindestleistung (P _{min}) | [W] | 171 |
| Systemspannung, max. | [V] | 760 |
| Temperaturkoeffizient von P _{max} | [% / °C] | -0,33 |
| V _{oc} | [V / °C] | -0,173 |
| I _{sc} | [mA / °C] | 1,1 |

Hinweis 1: Standardtestbedingungen:
Luftmasse 1,5, Einstrahlung $\pm 1000 \text{ W/m}^2$, Zelltemperatur $\pm 25^\circ\text{C}$
Hinweis 2: Bei den vorstehend genannten Werten handelt es sich um Nennwerte

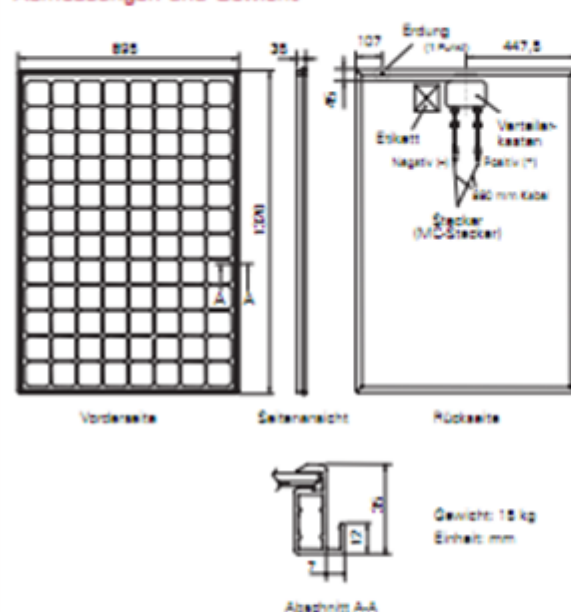
Abhängigkeit von der Einstrahlungsintensität



Abhängigkeit von der Temperatur



Abmessungen und Gewicht



Garantie

Energieerzeugung: 20 Jahre
Verarbeitungsmängel: 2 Jahre
(Basierend auf Vertragsbedingungen)

Prüfzeichen



Weitere Einzelheiten erhalten Sie bei Ihrem Händler vor Ort:

Achtung! Benutzen Sie die Produkte erst, nachdem Sie sich die Bedienungsanleitung sorgfältig durchgelesen haben.

Da wir die hier dargestellten Produkte ständig weiterentwickeln,